



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
Instituto de Economia

A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO  
E A QUESTÃO DA MODICIDADE TARIFÁRIA

**José Bonifácio de Sousa Amaral Filho**

Tese de Doutorado apresentada ao Instituto de Economia da UNICAMP para obtenção do título de Doutor em Ciências Econômicas – área de concentração: Teoria Econômica, sob a orientação do Prof. Dr. José Carlos de Souza Braga.

*Este exemplar corresponde ao original da tese defendida por José Bonifácio de Sousa Amaral Filho em 23/10/2007 e orientada pelo Prof. Dr. José Carlos de Souza Braga.*

CPG, 23 / 10 / 2007

*José Carlos de Souza Braga*

Campinas, 2007

**Ficha catalográfica elaborada pela biblioteca  
da Instituto de Economia/UNICAMP**

Am13r	Amaral Filho, Jose Bonifácio de Sousa. A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifarias / Jose Bonifácio de Sousa Amaral Filho. - Campinas, SP: [s.n.], 2007.  Orientador: Jose Carlos de Souza Braga. Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia.  1. Serviços de eletricidade - Tarifas. 2. Política energetica - Brasil. 3. Energia e estado. 4. Energia – Taxas. 5. Sistemas de energia elétrica - Planejamento. I. Braga, Jose Carlos de Souza. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia. III. Título.
	08-006-BIE

**Título em Inglês:** The reform of the Brazilian electric sector and the question of tariff moderation.

**Keywords :** Electric sector reform; electricity tariffs; electricity rates; tariff moderateness; electricity supply.

**Área de concentração :** Teoria econômica.

**Titulação :** Doutorado em Ciências Economicas.

**Banca examinadora :** Prof. Dr. Jose Carlos de Souza Braga.  
Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade.  
Prof. Dr. Edgard Antonio Pereira.  
Profa. Dra. Elbia Aparecida Silva Melo.  
Prof. Dr. Nivalde Jose de Castro.

**Data da defesa:** 23/10/2007.

**Programa de Pós-Graduação:** Economia

Tese de Doutorado

Aluno: JOSÉ BONIFÁCIO DE SOUSA AMARAL FILHO

“ A Reforma do Setor Elétrico Brasileiro e a  
Questão da Modicidade Tarifária “

Defendida em 23 / 10 / 2007

## COMISSÃO JULGADORA

*José Carlos de Souza Braga*

**Prof. Dr. JOSÉ CARLOS DE SOUZA BRAGA**  
Orientador – IE / UNICAMP

*Moacyr Trindade de Oliveira Andrade*

**Prof. Dr. MOACYR TRINDADE DE OLIVEIRA ANDRADE**  
NIPE / UNICAMP

*Edgard Antonio Pereira*

**Prof. Dr. EDGARD ANTONIO PEREIRA**  
IE / UNICAMP

*Elbia Aparecida Silva Melo*

**Profa. Dra. ELBIA APARECIDA SILVA MELO**  
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – SP

*Nivalde José de Castro*

**Prof. Dr. NIVALDE JOSÉ DE CASTRO**  
UFRJ

## DEDICATÓRIA

Aos meus pais, "in memoriam";

À Maura, minha esposa e companheira de tantos anos;

Ao Rodrigo e à Luiza, meus filhos, pela alegria que sempre trazem com seu convívio e pela compreensão dos muitos dias sem brincadeira;

Aos meus irmãos e irmã, pela convivência fraternal;

Aos colegas economistas e "compadres", Ary e Brunetti, com quem compartilho idéias desde os bancos da faculdade, pelo entusiasmo na conclusão do trabalho.

## AGRADECIMENTOS

Ao Professor José Carlos Braga, orientador e amigo, pela confiança irrestrita e... paciência !

Ao Professor Wilson Cano, e ao Professor Cláudio Maciel, por suas observações no exame de qualificação;

Ao Professor Mariano Laplane, pela compreensão das dificuldades e pelo apoio para o atendimento dos requisitos formais da Universidade;

Aos velhos mestres fundadores do Departamento de Economia e Planejamento Econômico, hoje Instituto de Economia, sempre em busca de respostas para as grandes questões do desenvolvimento;

Aos colegas do Instituto de Economia, pelo convívio nos últimos 25 anos;

Ao Alberto, à Cida, à Regina e demais funcionários do Instituto de Economia, pelo inestimável apoio que sempre nos prestam;

Aos colegas do setor elétrico brasileiro, com quem muito aprendi e compartilhei muitas dúvidas, neste processo de mudanças ainda inconcluso;

A todos que contribuíram na aquisição das informações necessárias para a elaboração deste trabalho;

A todos com quem debati questões aqui levantadas;

Como de hábito, são de minha exclusiva responsabilidade os juízos e opiniões, bem como as imprecisões porventura existentes.

“Na entrada para a Ciência, como na do Inferno, é preciso impor a exigência :

*Qui si convien lasciare ogni sospetto*

*Ogni viltà convien che qui sia morta”*

*Marx, Prefácio "Contribuição para a crítica da Economia Política" (Abril Cultural, S. Paulo, 1978)*

*citando Dante Alighieri, "A divina comédia" Inferno, Canto III -15*

“Digamos então que uma tese é um trabalho que, por razões ocasionais, se dirige ao examinador, mas presume que possa ser lida e consultada, de fato, por muitos outros, mesmo estudiosos não versados diretamente naquela disciplina.”

*Umberto Eco, "Como se faz uma tese", ed. Perspectiva, São Paulo, 1985.*

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma visão geral da reforma e evolução recente do setor elétrico brasileiro e mostra que, não obstante as mudanças já promovidas, alguns problemas não resolvidos e limitações estruturais apontam para dificuldades de suprimento e custos crescentes da energia elétrica.

O trabalho mostra que o setor elétrico brasileiro passou por importantes transformações, após a crise financeira vivida pelas concessionárias estatais nos anos 80 e 90: a regulação setorial foi profundamente alterada desde 1993, uma grande parte das empresas estatais foi transferida para controle privado desde 1995, e uma consultoria internacional iniciou em 1996 um trabalho de apoio à re-estruturação setorial e desenho de um novo modelo a ser implementado, o que foi concluído em 1998. Em 2001 a reforma setorial ainda não havia sido completada quando a crise de oferta de eletricidade levou ao racionamento do consumo e à necessidade de revisão do modelo proposto. Em 2003, a nova administração federal reabriu as discussões sobre o modelo e novas mudanças foram implantadas em 2004, visando a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária.

Entretanto, a nova sistemática de expansão da geração ainda não está satisfatoriamente equacionada, especialmente no segmento livre do mercado, e o segmento regulado poderá ser afetado pela disputa pela energia existente, a par de uma tendência de elevação de preços do novo suprimento de energia.

## **ABSTRACT**

This work presents an overview of reform and recent evolution of the Brazilian electric sector and shows that, in spite of the changes that have been already carried out, some problems still remain and structural limitations point to difficulties in supply and growing costs of electricity.

The work shows that Brazilian electric sector experienced important changes, after the financial crisis that involved state owned utilities in the 80's and beginning of the 90's: regulation was deeply modified since 1993, a great number of state owned utilities was privatized since 1995, and international consultants initiated in 1996 a work to support the electric sector restructuring and the design of a new model to be implemented, which was concluded in 1998. In 2001, the reform had not yet been completed when electricity supply crisis irrupted and provoked rationing of consumption and the need to review the proposed model. A new federal administration reopened discussions in 2003 regarding the model and new changes were implemented in 2004, aiming at to secure the expansion of supply combined with tariff moderateness.

The new systematic of expansion of electricity supply is not satisfactorily established yet, in special in the "free market" segment, and the "regulated market" segment can be affected by the dispute for existing energy, along with a tendency of prices of new supply to increase.

# Índice

<b>Introdução</b> .....	01
<b>Capítulo 1 - Regulação e a reforma regulatória</b> .....	05
A regulação econômica dos serviços públicos .....	07
A crise de 1929 e a ampliação do papel do Estado .....	16
A crise dos anos 70 e a “reforma regulatória” .....	19
<b>Capítulo 2 - Re-estruturação da indústria de eletricidade e a nova regulação econômica</b> .....	29
Re-estruturação da indústria de eletricidade e as novas instituições .....	31
A nova regulação econômica .....	41
A regulação e a qualidade do serviço .....	58
<b>Capítulo 3 - A reforma do setor elétrico brasileiro</b> .....	63
Setor elétrico brasileiro: evolução, estatização e crise dos anos 80 .....	65
Contexto internacional: o impacto da “crise da dívida” .....	77
Revisão do papel do Estado e a reforma do setor elétrico na AL .....	85
Os anos 90 e a reforma do setor elétrico brasileiro: a privatização .....	89
A re-estruturação: Projeto RE-SEB, ‘novo modelo’ e novas instituições .....	105
Crise da expansão, racionamento e revisão do modelo .....	124
O novo governo e as mudanças no modelo .....	142
<b>Capítulo 4 - A questão da modicidade tarifária</b> .....	157
A questão da modicidade tarifária .....	159
A primeira Revisão Tarifária Periódica e seus resultados .....	169
As Perspectivas da modicidade tarifária .....	180
Leilões, expansão e os custos de suprimento .....	185
A sobra de energia e leilões .....	185
Os primeiros leilões de energia elétrica .....	187
Os novos leilões de energia elétrica .....	193
<b>Resumo e conclusões</b> .....	211
<b>Referências bibliográficas</b> .....	217

## Introdução

O objetivo do presente trabalho é apresentar uma visão geral da reforma e evolução recente do setor elétrico brasileiro e mostrar que, não obstante as mudanças que já foram promovidas, problemas não resolvidos e limitações estruturais apontam para dificuldades de suprimento e custos crescentes da energia elétrica.

As alterações na indústria de eletricidade iniciaram-se nos EUA no final dos anos 70, e o Chile já em 1982 formalizou um novo marco regulatório para o setor elétrico, com a separação da geração e distribuição, para iniciar a partir de então a privatização das empresas estatais. Mas foi a reforma do setor elétrico na Inglaterra, ocorrida no final dos 80 e início dos 90, que se tornou a referência do “novo modelo” para a indústria – com a segregação de atividades da cadeia produção-consumo e introdução de competição, a criação de um mercado livre de energia, a cisão da empresa estatal monopolista integrada e a privatização das companhias resultantes (em certos países, no entanto, a reforma não alterou a estrutura de propriedade estatal). A década de 90 foi marcada pela disseminação da reforma do setor elétrico em inúmeros países, nos diversos continentes.

No Brasil, como em praticamente toda a América Latina, acompanhando as reformas setoriais da década de 90 ocorreram as privatizações de empresas estatais, muito mais por razões fiscais (interesse do Tesouro) e decorrentes da “crise da dívida externa”. Em conseqüência, geralmente verifica-se confusão entre *reestruturação da indústria e de sua regulação* e a necessidade de *privatização*, que são diferentes componentes das mudanças ocorridas. Não obstante, vale observar o forte estímulo à privatização criado em diversos países pelas perspectivas iniciais da “reforma da regulação” que, ao prometer a competição, tornava desnecessária a presença estatal direta, apenas a supervisão dos segmentos monopolistas de rede, por meio de uma agência reguladora tendo o atrativo de reforçar as combatidas finanças públicas.

Os objetivos esperados da reforma na indústria de eletricidade no Brasil eram promover a expansão da geração ao permitir a retomada dos investimentos, aumentar a

eficiência e possibilitar redução de custos e preço da energia e melhorar a qualidade dos serviços. Novo marco regulatório, introdução da competição em certos segmentos da indústria, novos métodos de regulação, criação de novas instituições setoriais e a privatização das empresas estatais eram mecanismos para permitir que esses objetivos fossem alcançados.

Assim, após a profunda crise financeira vivida desde o início dos anos 80 o setor elétrico brasileiro sofreu importantes transformações nos últimos 15 anos: desde 1993, as normas que regulamentavam a indústria de eletricidade no Brasil começaram a ser profundamente alteradas; a partir de 1995 uma parcela significativa de empresas estatais foi transferida para controle privado; em 1996 foi contratada uma consultoria internacional para apoio à re-estruturação setorial e desenho de um novo modelo de funcionamento, completado em 1998; em 2001, em meio à transição inconclusa, a crise de expansão da oferta de energia elétrica provocou o racionamento de energia elétrica e levou à revisão do modelo; em 2003, com a mudança da administração federal as discussões foram reabertas e uma nova proposta de funcionamento foi implantada em 2004, com foco na segurança do abastecimento e na modicidade tarifária.

Entretanto, a nova sistemática de expansão da geração ainda não foi totalmente equacionada, como se vê pelos receios de uma nova crise de suprimento nos próximos anos, e custos prospectivos crescentes do suprimento de energia são sinalizados pela trajetória de preços dos leilões de energia elétrica.

O **Capítulo 1** deste trabalho apresenta o contexto geral da regulação estatal e sua mudança, no final dos anos 70; o **Capítulo 2** discute a proposta de re-estruturação da indústria, suas novas instituições e regulação econômica; o **Capítulo 3** mostra a evolução do setor elétrico brasileiro, a privatização e reforma nos anos 90 e a crise de expansão e seus desdobramentos, com revisão e mudanças no modelo; o **Capítulo 4** comenta a questão tarifária, os resultados da primeira revisão periódica de tarifas das distribuidoras em 2003/4, a perspectiva do custo de suprimento de energia, sob a nova sistemática de contratação por leilões, e a necessidade de equacionar a expansão da oferta para

atendimento de consumidores livres. Um balanço final é então apresentado em **“Conclusões e perspectivas”**.

# **Capítulo 1**

## **Regulação e a reforma regulatória**

## A regulação econômica dos serviços públicos

A regulação estatal dos serviços de utilidade pública – energia elétrica e outros indispensáveis à sociedade moderna, como telecomunicações, água e saneamento, transportes coletivos – decorre de duas características básicas: o fato de possuírem características de monopólio e a essencialidade que os torna de interesse coletivo. Em 1877 a Corte Suprema dos EUA já afirmava o direito de regulação pelo Estado de toda atividade vinculada ao interesse público (*affected with public interest*), quando não houvesse opção de escolha pelo usuário, num julgamento que se tornou famoso na história da regulação<sup>1</sup>.

No caso dos serviços de utilidade pública como a energia elétrica, geralmente se encontra uma situação de “monopólio natural”. Os economistas chamam monopólio à situação em que existe um único fornecedor de um bem ou serviço, mas a característica do “monopólio natural” decorre do fato de que, em certas situações como na prestação do serviço de energia elétrica (ou, mais genericamente, nas chamadas “indústrias de rede”), a existência de um único fornecedor oferece vantagens de maior eficiência econômica e permite menor custo na prestação do serviço.

Nos serviços de eletricidade a necessidade de elevado investimento de capital em usinas, redes de transmissão, subestações transformadoras, redes e linhas de distribuição, etc. reflete-se economicamente em um significativo valor imobilizado para atender determinado mercado. Se dois ou mais competidores quiserem atender o mesmo mercado, com o mesmo número de consumidores, o montante de capital imobilizado teria que duplicar ou multiplicar-se, sendo evidente que isso aumentaria muito o custo de prestação do serviço: o custo fixo por unidade de energia distribuída seria mais elevado, em consequência da multiplicação dos ativos para permitir a existência de mais fornecedores, o que levaria ao inevitável aumento do preço.

---

<sup>1</sup> “Irmãos Munn vs. Estado de Illinois”. A ação movida pelos proprietários de elevadores e armazéns de grãos junto à ferrovia, sem opção de escolha pelos usuários, contestava o direito do Estado de Illinois fixar limites aos preços cobrados.

Na regulação dos serviços públicos a questão das tarifas atrai as maiores atenções. O efeito das variações das tarifas de eletricidade sobre os custos de produção e a competitividade global de empresas onde representa um insumo importante, e sobre a renda das famílias, conferem à questão peso econômico e político significativo, e geram conflitos entre os agentes sociais. A regulação econômica, cuja ênfase recai exatamente sobre os métodos para fixar preços ou tarifas, controlar o nível de lucros e assegurar a atração de novos capitais, merece assim amplo destaque.

Manter um único supridor em situação de monopólio natural, evitando o desperdício da duplicação do investimento em capital fixo para atender um dado conjunto de consumidores, permitindo assim diluir os elevados custos fixos do investimento entre o conjunto de consumidores é portanto objetivo recomendável <sup>2</sup>.

A percepção do “monopólio natural” é bastante antiga. John Stuart Mill, em seu livro “Princípios de Economia Política”, publicado em 1848, já observara que os serviços de água e de gás para iluminação e aquecimento, existentes em Londres, teriam menor custo se prestados sem duplicidade das instalações:

*"Cuando, en cualquier sector de la actividad, el régimen de pequeños productores independientes, o no ha existido nunca o ha sido suplantado, y el sistema de trabajar de muchos obreros bajo una misma dirección se ha arraigado con firmeza, a partir de entonces cualquier ampliación ulterior en la escala de producción no presenta, por regla general, más que ventajas. Es obvio, por ejemplo, que si el abastecimiento de gas y agua de Londres lo realizara una sola compañía, en lugar de las muchas que ahora existen, se realizaría una gran economía de trabajo. Incluso cuando no existen más que dos compañías, esto supone una duplicidad de establecimientos de todas clases, cuando una sola de ellas, con un pequeño aumento, podría con toda probabilidad realizar todo el servicio sin que desmereciera la calidad de este; dobles instalaciones de maquinaria y fábricas, cuando la totalidad del gas y agua necesarios podrían ser, por lo general, producidos por una sola; incluso una doble red de tuberías si las compañías no evitan este gasto innecesario poniéndose de acuerdo para dividirse el territorio. Si hubiera una sola compañía, podría cargar precios más bajos, conforme las ganancias que ahora realizan. Pero ¿bajarían los precios? Aun cuando no lo hiciera la compañía única, la comunidad considerada en su conjunto*

---

<sup>2</sup> Além das vantagens de não-duplicação existem *economias de escala* (o valor imobilizado em ativos cresce menos que proporcionalmente ao número de consumidores) e se os mesmos ativos forem utilizados para outras atividades (por exemplo, o uso da estrutura da rede de energia elétrica para telecomunicações e redes de transmissão de dados) *economias de escopo* serão obtidas.

*saldría gananciosa, ya que los accionistas forman parte de la comunidad y estos obtendrían mayores ganancias en tanto que los consumidores pagaban lo mismo que antes. Es, sin embargo, un error suponer que la competencia entre las compañías mantiene los precios bajos. Cuando los competidores son poco numerosos, acaban siempre entendiéndose para que no haya competencia. Tal vez bajen los precios para tratar de arruinar a un nuevo competidor, pero si este resiste y se afianza acaban llegando a un acuerdo con él. Por consiguiente, cuando un negocio de gran importancia pública no puede realizarse mas que en una escala tan grande que haga casi que ilusoria la libertad de competencia, el mantenimiento de varias instalaciones distintas para prestar un solo servicio a la comunidad no es otra cosa que prodigar los recursos públicos. Es preferible considerar de una vez ese servicio como una función pública; y si es de tal naturaleza que el gobierno mismo no podría emprenderlo con provecho, debía entregarse todo él a una compañía o sociedad que pueda realizarlo en las mejores condiciones para el público"<sup>3</sup>. (MILL, 1943. p. 165-166)*

Além de observar a vantagem do monopólio natural por não serem duplicadas instalações para a prestação do serviço, devido ao maior custo que essa duplicação representa (pois com *"...una sola compañía, em lugar de las muchas que ahora existen, se realizaria una gran economia de trabajo"*), vários outros pontos interessantes são claramente percebidos por Mill – ainda que não desenvolvidos mais exaustivamente:

- Redução dos custos, por ganhos de escala (*"cualquier ampliación ulterior en la escala de producción no presenta, por regla general, más que ventajas"*);
- Possibilidade de evitar duplicação de custos, pela segregação de áreas de atuação – com delimitação de áreas de serviço para cada firma atuar (*"si las compañías no evitan este gasto innecesario poniéndose de acuerdo para dividirse el territorio"*);
- Possibilidade e risco do conluio, para evitar a competição (*"Cuando los competidores son poco numerosos, acaban siempre entendiéndose para que no haya competencia"*);
- Atividades de interesse público, se a escala for tão grande que inviabilize a competição... (*"cuando un negocio de gran importancia pública no puede realizarse mas que en una escala tan grande que haga casi que ilusoria la libertad de competencia, el mantenimiento de varias instalaciones distintas para prestar un solo servicio a la comunidad no es otra cosa que prodigar los recursos públicos. Es preferible considerar de una vez ese servicio como una función pública"*);

---

<sup>3</sup> Grifos nossos, JBSAF

- Assunção pelo Estado ou possibilidade da concessão – delegação pelo Estado da prestação desse serviço sob as melhores condições (*"si es de tal naturaleza que el gobierno mismo no podría emprenderlo con provecho, debía entregarse todo él a una compania o sociedad que pueda realizarlo en las mejores condiciones para el público"*).

Nesses setores de atividade a competição era instável e o monopólio acabava se tornando praticamente inevitável. Era recomendável, portanto, que para benefício do consumidor a prestação desses serviços fosse feita por um provedor único, daí ser chamado "monopólio natural": não havendo duplicação de equipamentos e instalações para prestação dos serviços, se obteriam vantagens devido ao monopólio. (Stoft, 2002)

A observação de Stuart Mill justifica-se, pois na virada do século XIX para o século XX foi comum a duplicação de instalações para atender um mesmo mercado, em cidades dos Estados Unidos e da Europa, com mais de um supridor do mesmo serviço. Stoft comenta a existência de 24 companhias de eletricidade em Chicago entre 1887 e 1896, nos primórdios dos serviços de eletricidade ! (Stoft, 2002)

Obviamente a situação gerada pela competição feroz, disputa por consumidores e guerra de preços entre supridores era anti-econômica e levava à inevitável quebra muitos deles. Cumulativamente, havia riscos à qualidade do serviço, sacrificada para reduzir custos, resultando em serviço de qualidade inferior ou irregular, que oscilava muito. Custos mais elevados e falência de empresas eram consequência do desperdício e duplicação das instalações, ou um acordo se estabelecia entre os supridores em determinadas regiões, implicando elevação desmedida dos preços. Na prática, a presença de várias empresas gerava ora instabilidade ora coalizão entre empresas, conluio para elevar preços e reduzir custos. Evitar duplicação de investimentos e outros gastos implicava cair sob o controle monopolista de preços, prejudicial ao consumidor.

Segundo Stoft (2002), a idéia da prestação do serviço por uma única empresa (monopólio), estabelecendo-se o simultâneo controle e fiscalização pelo Estado das condições de prestação de serviços foi inicialmente apresentada em 1898 por Samuel

Insull – um dos mais importantes empresários da indústria de eletricidade nos EUA, ligado a Thomas A. Edison <sup>4</sup>. Insull comprou as empresas de eletricidade de Chicago, pondo fim à guerra de preços entre elas, e em 1898, em seu discurso de posse como presidente eleito da National Electric Light Association (a associação de empresas de iluminação elétrica dos EUA), apresentou proposta de que as tarifas de prestação do serviço fossem fixadas sob a supervisão do Estado, assegurando a cobertura dos custos necessários mais um lucro adequado (*cost plus profit*).

A proposta de fixar tarifas com base nos custos incorridos mais um lucro regulado desenvolveu-se e deu origem à metodologia de regulação econômica conhecida como “regulação pela taxa de retorno” (*rate of return regulation*), também chamada “regulação pelo custo do serviço” (*cost of service regulation*) – certamente, a mais tradicional e disseminada forma de regulação econômica, em que o regulador fixa tarifas que proporcionem receita suficiente para cobertura de custos operacionais reconhecidos como necessários, mais um retorno arbitrado sobre o capital investido.

Constatada a eficiência econômica de um único supridor, em condições de monopólio natural, para redução de custos e prestação dos serviços a preços menores – mas sob o risco do poder de mercado monopolista –, colocou-se a questão de como colher os benefícios do monopólio natural sem incorrer nos efeitos negativos do monopólio.

As alternativas surgidas foram a propriedade pública, com a prestação do serviço pelo Estado ou por empresa sob seu controle direto, ou a propriedade privada sob regulação e fiscalização do Estado. Nos Estados Unidos, embora tenham se disseminado na prestação de serviços de eletricidade as empresas públicas que, junto com as cooperativas de eletrificação, ainda hoje existem e superam de longe em número as empresas privadas (*investor owned utilities*), são estas que atendem o grosso do mercado de energia elétrica, operando sob regulação federal e estadual <sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Além de inventor famoso Edison foi também um empresário pioneiro na exploração comercial da eletricidade, estabelecendo em 1882 em New York a primeira usina de geração de eletricidade – uma térmica movida a carvão localizada em Pearl Street, Lower Manhattan.

<sup>5</sup> Nos EUA as empresas privadas representam 8% do número de *utilities*, mas respondem por 75% do mercado final de energia. No Brasil, o dilema “empresas públicas ou empresas privadas”, assim como o controle dessas atividades pelos

A regulação econômica estatal tornou-se assim uma alternativa à falta de competição, ali onde se entendeu que a competição não era possível, nem era economicamente eficiente, sendo inevitável o monopólio. A regulação estatal, desde então, em diferentes países, busca proteger o público das práticas monopolistas, melhorar o desempenho das empresas nos setores sob regulação, assegurar o atendimento dos consumidores sem discriminação e fiscalizar o cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos por diversos indicadores <sup>6</sup>.

A respeito, comentam Viscusi, Vernon & Harrington Jr :

*"In many contexts where natural monopolies have emerged, for reasons of economic efficiency it is desirable to have a monopolistic market structure. Nevertheless, these economic giants must be tamed, so that they will not charge excessive prices. We do not wish to incur all of the efficiency and equity problems that arise as a result of a monopoly. Prominent examples include public utilities. It does not make sense to have a large number of small firms providing households with electricity, providing public transportation systems, or laying phone lines and cable TV lines. However, we also do not wish to give single firms free reign in these markets because the interest of a monopoly will not best advance the interests of society as a whole."* (VISCUSI et alii, 1996, p.5).

Train (1994) pondera que o objetivo da regulação é assegurar a obtenção de resultados socialmente desejáveis, quando não se pode confiar na competição para atingi-los. A regulação substitui assim a "mão invisível" da competição pela intervenção direta, pela "mão visível" do Estado; como em situação de monopólio não existe a "mão invisível" figurada por Adam Smith, a "mão visível" da regulação estatal vai desempenhar esse papel.

Nos EUA, a aceitação da intervenção do Estado regulando a vida econômica ganhou força com a citada decisão da Suprema Corte ao julgar em 1877 o processo movido pelos

---

poderes públicos nos EUA, foi oportunamente comentado pelo jurista Alfredo Valadão, na sua Exposição de Motivos ao Código de Águas de 1934, por ele coordenado.

<sup>6</sup> No Brasil, no "site" da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)) encontram-se disponíveis os contratos de concessão dos serviços de eletricidade e os seus anexos de qualidade, que estabelecem as condições de prestação dos serviços.

irmãos Munn contra o Estado de Illinois (Viscusi, 1996), decisão famosa que se tornou referência em regulação (Munn vs. Illinois), por reconhecer o direito do Estado intervir e fixar tarifas máximas a serem cobradas nos elevadores e armazéns de cereais operados por capitais privados em condições monopolistas.

Essa decisão pioneira da Suprema Corte (até mesmo surpreendente face ao direito constitucional de livre empresa então invocado pelos autores), de apoiar a ação do Estado de Illinois ao intervir no funcionamento do mercado, impondo regras ao monopólio numa atividade diretamente ligada ao interesse público (*affected with a public interest*), é também muito interessante por condicionar a intervenção ("*desde que se garanta a recuperação dos custos e uma taxa de lucro adequada*") mas rejeitar a noção de que o capital privado possa operar livremente numa atividade essencial, sob monopólio do qual os consumidores não podem escapar:

*Property does become clothed with public interest when used in a manner to make it of public consequence, and affect the community at large. When, therefore, one devotes his property to a use in which the public has an interest, he, in effect, grants to the public an interest in that use, and must submit to be controlled by the public for the common good*<sup>7</sup>. (VISCUSI *et alii*, 1996, p. 311)

A decisão da Suprema Corte, órgão judiciário de hierarquia máxima nos EUA, precedeu em dez anos a ação legislativa em defesa dos interesses da sociedade contra o poder dos monopólios privados – ocorrida com a aprovação em 1887 pelo Congresso Americano do *Interstate Commerce Act* e a criação da *Interstate Commerce Commission (ICC)*, para regular tarifas ferroviárias, outro marco importante na história da regulação econômica nos EUA, até culminar finalmente na edição em 1890 do *Sherman Act* (Lei Sherman), a famosa legislação anti-monopólio. A transição da etapa concorrencial para a etapa monopolista do capitalismo, em que diferentes indústrias estavam sob controle de poucas e poderosas empresas, era acompanhada por esforços legislativos no sentido de conter os abusos que se generalizavam.

---

<sup>7</sup> Extrato da decisão da Suprema Corte no caso Munn vs. Illinois.

Assim, quando Samuel Insull, presidente da *National Electric Light Association - NELA*, propôs em 1898 que o Estado deveria fixar preços suficientes para assegurar a recuperação de custos e obtenção de um lucro regulado, para estabilizar as condições econômicas de prestação do serviço de eletricidade, alinhava-se em certo sentido à linha de decisão da Suprema Corte em 1877 e à recente legislação restritiva do poder dos monopólios de 1890, ao mesmo tempo em que buscava assegurar a rentabilidade dos investidores.

Insull propôs que, sob condições de controle público, todos os custos incorridos na prestação dos serviços, mais um lucro razoável, fossem reconhecidos na fixação das tarifas a serem cobradas; uma área geográfica exclusiva devia ser delimitada e dada em concessão ao único prestador de serviço (ou seja, não haveria outros prestadores de serviços) e cabia à regulação do Estado assegurar a recuperação de custos mais um lucro sobre o capital aplicado - o que levou essa forma de regulação a ser conhecida como *cost plus* (no Brasil "custo do serviço")<sup>8</sup>.

A fixação de preços e tarifas pelo Estado levanta a interessante questão da definição do "preço justo". Garfield e Lovejoy comentam que o conceito de "preço justo" (*just price*) remonta à Idade Média, quando as guildas (corporações de ofício) eram monopólios que atuavam sob controle social e o "preço justo" a ser cobrado devia permitir ao vendedor simplesmente "...to recover production costs plus a margin of profit sufficient only to maintain himself at the customary living standard of his class" (Garfield & Lovejoy, 1964, p.3) - ou seja, os membros da corporação deviam cobrar os preços suficientes para manter sua situação econômica, sem ter ganhos excessivos que levassem à mudança de seu padrão de vida.

Do conceito de "preço justo" (cujas origens encontram-se na Idade Média) chegou-se ao conceito de tarifa justa e razoável (*just and reasonable rate*), assim definido pela

---

<sup>8</sup> Alguns autores, como Alfred Kahn (professor emérito da Universidade de Cornell e notório especialista em regulação, responsável pela liberalização do transporte aéreo nos EUA, no fim dos 70), argumentam em defesa da desregulamentação de setores potencialmente competitivos, que geralmente os empresários clamam por regulação do Estado quando buscam um impedimento à competição.

Suprema Corte dos EUA num julgamento em 1944 (*Federal Power Commission vs. Hope Natural Gas*):

*"Rates which enable the company to operate successfully, to maintain its financial integrity, to attract capital, and to compensate its investors for the risks assumed."*(Breyer, 1982, p.398)<sup>9</sup>

Na esteira das discussões sobre a regulação da prestação de serviços públicos surgiram nos EUA no início do século XX (1907) as duas primeiras comissões públicas de regulação (*public utilities commissions*), nos estados de New York e Wisconsin, com jurisdição estadual, face à característica federativa da sociedade americana. A partir daí os demais estados americanos criaram suas *Public Utilities Commissions*, que passaram a encarregar-se da regulação dos serviços públicos em nível estadual, e em 1920 foi criada a *Federal Power Commission*, para regular questões interestaduais, recentemente sucedida pela *FERC Federal Energy Regulatory Commission* no papel de regulador federal de eletricidade nos EUA.<sup>10</sup>

Com a criação das *public utilities commissions* disseminou-se amplamente a 'regulação pela taxa de retorno' (*rate of return regulation*) ou 'regulação pelo custo do serviço', em que as tarifas são fixadas para assegurar uma receita suficiente para cobrir os custos e permitir a obtenção de um lucro arbitrado, considerado satisfatório, sobre o capital aplicado; no linguajar técnico, a receita obtida deve cobrir o "custo do serviço" - que inclui os custos propriamente ditos mais o lucro sobre o capital aplicado.

---

<sup>9</sup> "Tarifas que capacitam a companhia a operar com êxito, manter sua integridade financeira, atrair capital, e compensar seus investidores pelos riscos assumidos". Ver Breyer, S. - "Regulation and its reform", nota de rodapé 1, ao capítulo 2 "Cost-of-Service Ratemaking", pág. 398. Ver também Kahn, A. - "The economics of regulation - Principles and institutions", op. cit. pág. 40. A teoria econômica desenvolveu modelos para explicar as diferenças de taxas de retorno em atividades econômicas diversas, associando positivamente maior taxa de retorno ao maior risco de cada aplicação. Aplicações de mínimo risco ou isentas de risco ("risk free") fornecem o piso mínimo da taxa, e taxas de retorno crescentes são associadas à percepção de maior risco de cada atividade. Ver Ross, S. et al. - "Administração Financeira", ed. Atlas São Paulo, 1995, parte III; Gitman, L.J. "Princípios de Administração Financeira", ed. Harbra, São Paulo, 1997, cap. 6 e 7.

<sup>10</sup> Hunt (*Making competition work in electricity*, 2002), ao tratar da reforma do setor elétrico nos EUA observa que sua implementação esbarrou nos obstáculos do federalismo: os estados americanos opõem-se à regulação federal, em assuntos de alçada estadual, e o *Department of Energy* (ministério de energia) não consegue impor aos estados, devido ao princípio federativo, as regras vistas como necessárias em nível nacional, para solução dos problemas.

Nessa modalidade de regulação, após fixadas as tarifas iniciais as empresas prestadoras do serviço podem postular, sempre que necessário, ante as comissões de serviços públicos, uma revisão tarifária (*rate case*, como é chamada na regulação americana). À empresa que solicita a revisão cabe apresentar documentos fundamentando seu pleito, bem como apresentar os argumentos para justificar suas necessidades, em audiência pública aberta a todos os interessados (em especial os consumidores, que podem apresentar argumentos contrários). Finalmente, cabe à comissão de serviços públicos deliberar pela concessão (ou não) do ajuste solicitado, ou ainda pela concessão de ajuste menor que o solicitado, ficando à discricionariedade de comissão esse julgamento. Ao longo do tempo, criou-se certa independência dessa instituição no julgamento dos pleitos, reconhecendo-se na prática a comissão como o órgão especializado, com competência adequada para fazer esse juízo. E embora exista a possibilidade de recurso à “justiça comum”, a maioria dos casos nos EUA termina com o reconhecimento da decisão da comissão, entendendo que esta é uma instituição especializada que tem a competência para exercer o seu papel.

Note-se que a preponderância de empresas privadas na prestação dos serviços de eletricidade levou a um desenvolvimento muito maior dessas agências reguladoras nos EUA do que em países onde a atividade esteve sob controle direto estatal; estes, após a reforma do setor elétrico, tiveram que aperfeiçoar suas instâncias de regulação ou mesmo criar as agências reguladoras independentes.

## **A crise de 1929 e a ampliação do papel do Estado**

O efeito devastador da crise de 1929 sobre a atividade econômica – reduzindo drasticamente os níveis de produção, emprego e renda nas economias capitalistas, e trazendo em sua esteira a instabilidade social e a mudança política – impôs a necessidade de ações governamentais voltadas para seu enfrentamento e das suas conseqüências. Nos Estados Unidos, já a maior potência capitalista mundial, a eleição em 1933 de Franklin Roosevelt e sua proposta de *New Deal* - “novo pacto” ou “novo acordo” no seio da

sociedade americana –, levou a mudanças sensíveis na amplitude da intervenção e regulação do Estado <sup>11</sup>.

A interferência do Estado na esfera econômica em defesa da sociedade – que já ocorrera anteriormente, com a legislação anti-monopólio de 1890 (*Sherman Antitrust Act*), e 1914 (*Clayton Antitrust Act*) amplia-se fortemente a partir de então, com criação de comissões e agências públicas reguladoras que, embasadas em legislações restritivas, fixam condições para atuação empresarial em diversas esferas da economia americana e aplicam severas punições contra os infratores. Ou seja, há uma expansão muito grande da regulação estatal em diversos setores da economia, buscando ajustar o seu funcionamento. A propriedade privada das empresas continuará preponderante na economia norte-americana, mas subordina-se crescentemente à regulação estatal em setores considerados relevantes para o projeto de reorganização econômica. <sup>12</sup>

Essa intervenção do Estado na regulação microeconômica, para corrigir o funcionamento de certos mercados e setores da economia, foi amplificada para o nível macroeconômico por ações concretas dos governos e pela teorização sobre a ação e intervenção do Estado para regular a atividade econômica geral e regular as flutuações cíclicas. A publicação em 1936 da “Teoria Geral” de Keynes desencadeou discussões mais profundas sobre as razões da instabilidade e flutuações da economia capitalista e sobre os instrumentos para enfrentá-la *via* ação do Estado – discussões que foram ampliadas pós-2ª. Guerra Mundial, gerando aguda controvérsia com os economistas de visão liberal, adeptos da não-intervenção. Após a 2ª. Guerra Mundial e até meados dos anos 70 as idéias keynesianas ocuparam um papel central sempre mais relevante no debate sobre as intervenções do Estado. <sup>13</sup>

---

<sup>11</sup> Os reflexos da crise de 1929 em outros países variaram bastante; na Europa dos anos 30 há a ascensão ao poder de regimes autoritários - os fascismos na Alemanha, Itália e Espanha, assim como do socialismo com León Blum, na França.

<sup>12</sup> Samuel Insull, então o empresário mais importante da indústria de eletricidade nos Estados Unidos, é processado por práticas danosas na organização de suas empresas e “pirâmides” que permitiam transferir resultados entre as empresas reguladas e não-reguladas. A Public Utilities Holding Companies Act – PUHCA, legislação emitida em 1935, coibiu a partir de então essas práticas e as participações cruzadas entre *utilities*.

<sup>13</sup> No campo das idéias liberais Friedrich von Hayek foi a expressão mais relevante pós 2ª. Guerra. O economista austríaco escreveu “*The Road to Serfdom*” (‘O Caminho da Servidão’) alertando contra o que considerava o risco político da intervenção estatal. Hayek deixou Cambridge e transferiu-se para Chicago, e os liberais criaram a

Assim, em período pouco superior a 50 anos a questão do papel do Estado e de sua intervenção na vida econômica, diretamente ou por meio das mais variadas regulamentações, assume importância crucial: período marcado em seu início pela edição nos EUA do Sherman Act (1890); pela mobilização da Primeira Guerra Mundial (1914-1918); pelo surgimento da primeira economia socialista (URSS, 1917); pelos instáveis anos 20 numa Europa desequilibrada pelas exigências impostas à Alemanha, em contraste com a afluência e prosperidade americana; pela crise de 1929 e seus reflexos econômicos e políticos (New Deal nos EUA, crescente militarização e ascensão do fascismo na Itália, Alemanha, Espanha); pela Segunda Guerra Mundial (1939-1945) e posterior necessidade de reconstrução e retomada do desenvolvimento nos países afetados pela guerra. Em todos esses eventos há a marcante presença e importância crescente do papel do Estado.

Na Europa, após o final da 2ª Guerra a percepção de que a supremacia de interesses econômicos privados em detrimento dos interesses da sociedade encontrava-se na raiz do conflito, levou à busca de um papel ainda mais amplo para o Estado – não apenas como “mero regulador”, mas com atuação direta em diversas atividades, levando então às “nacionalizações” (estatização).

Na França assistiu-se ao surgimento de empresas nacionais ou “nacionalizadas” (estatizadas) na exploração do carvão, eletricidade, gás, transporte ferroviário e aéreo, bancos e até mesmo fabricação de automóveis. Na Inglaterra, após derrota de Winston Churchill, herói nacional da 2ª Guerra, para Clement Attlee do Partido Trabalhista (com 2/3 dos votos), abriu-se um período de grandes intervenções estatais, englobando mineração de carvão, aviação civil, telecomunicações, gás e eletricidade, ferrovias e siderurgia, que passam à propriedade estatal, para permitir melhorias e oferecer aos cidadãos ingleses maior bem-estar (“uma nova Jerusalém”, segundo o mote da campanha trabalhista). Na Itália, o esforço pela recuperação econômica também levou à maior intervenção estatal

---

“Associação Mont Pellerin” (‘Mont Pellerin Society’), que passou a realizar na Suíça encontros anuais, dos quais participava entre outros o economista e professor da Universidade de Chicago, Milton Friedman – que nos anos 70 tornou-se famoso por suas idéias monetaristas e crítica à intervenção estatal. No Brasil, o debate pós 2ª. Guerra entre defensores da intervenção estatal e os liberais foi marcado pela controvérsia entre Roberto Simonsen e o liberal Eugênio Gudin sobre o planejamento da economia brasileira.

desde a década de 30; a Alemanha e sua “economia social de mercado” constituem uma exceção notória no quadro de aumento da participação do Estado na esfera produtiva.

## **A crise dos anos 70 e a “reforma regulatória”**

Se no período pós-1945 o ambiente da *política internacional* foi marcado por uma bipolaridade, capitalismo *versus* socialismo, manifestada na “guerra fria” e na “corrida armamentista” entre EUA e União Soviética (as duas potências hegemônicas do bloco capitalista e socialista), no *campo econômico* foi marcante, mesmo no bloco capitalista, a intervenção do Estado – atuação direta em vários setores de atividade e utilização da política econômica e do gasto público para estimular a economia, levando os países capitalistas a uma fase de progresso sem precedentes por sua extensão e duração; somente após 1973 assistiu-se ao arrefecimento e à reversão de 30 quase anos de crescimento praticamente ininterrupto <sup>14</sup>.

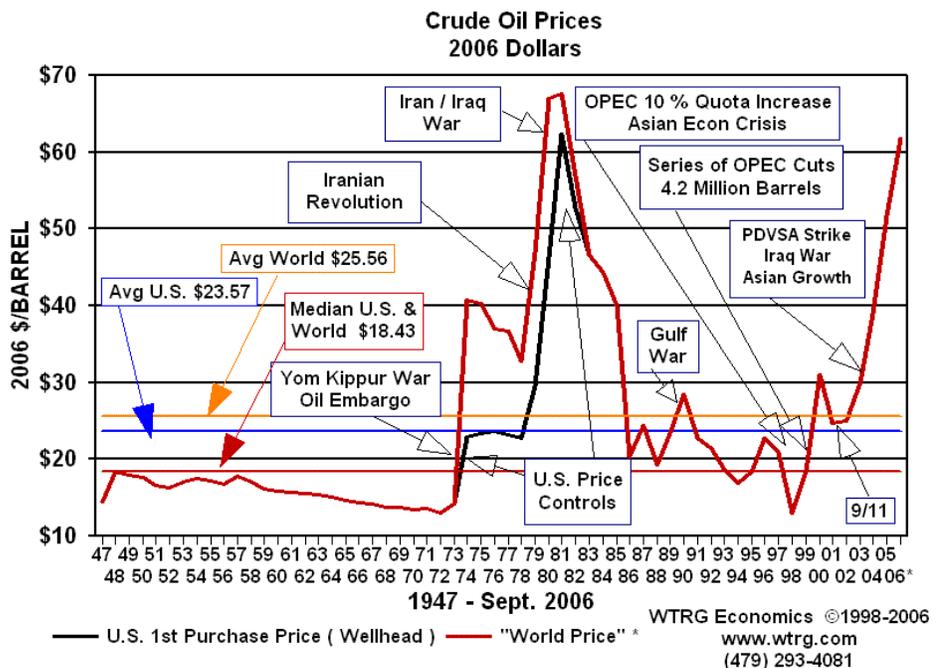
Esse longo ciclo de prosperidade acompanhado por forte crescimento da demanda de energia a preços favoráveis, pós-2ª. Guerra Mundial, foi marcado em seu esgotamento pelos problemas tradicionalmente observados no fim de períodos de auge dos ciclos econômicos: escassez de matérias-primas (face ao insuficiente aumento da oferta para atender a uma demanda crescentemente especulativa), elevação de preços e previsíveis impactos sobre as taxas gerais de inflação. Quanto à energia, em 1973 chegava ao fim a “era do petróleo barato”, com o primeiro choque do petróleo: em meio ao conflito entre Israel e Egito (Guerra do *Yom Kippur*) os países produtores da OPEP reduziram a produção, provocando aumento substancial de seus preços, com as cotações saltando de cerca de 3 para 12 dólares por barril, aproximadamente, a valores correntes da época, e promoveram o embargo do suprimento de petróleo especialmente em relação aos EUA e

---

<sup>14</sup> O economista francês Jean Fourastié alcunhou esse longo ciclo “*les trente glorieuses*” (“30 anos gloriosos” – “*glorious thirties*” na expressão americana), com a transformação profunda dos padrões de vida, especialmente nos Estados Unidos e na Europa, onde as sociedades alcançaram em 30 anos níveis de vida material muito mais elevados, com disseminação de novos hábitos e padrões de consumo, e amplo acesso aos serviços do chamado “*welfare state*”.

países alinhados com Israel. O gráfico a seguir ilustra as oscilações de preços do petróleo bruto no período pós 2ª Guerra Mundial até 2006.

## PREÇOS DO PETRÓLEO BRUTO – 1947-2006



Fonte: <http://www.wtrg.com/prices.htm> (acesso em 18/05/2007).

O impacto da elevação de preços do petróleo nos balanços de comércio exterior dos países dependentes desse insumo, e nos custos da energia em geral, com efeitos sobre toda a matriz inter-industrial, fez com que o esforço pela conservação de energia, seu uso mais eficiente e racional e a busca de alternativas energéticas mais baratas viessem somar-se à necessidade de re-organização capitalista decorrente do fim do longo ciclo de crescimento econômico e acirramento da competição inter-capitalista, que levaram à reestruturação industrial <sup>15</sup>, à re-localização de plantas em escala mundial e a profundas mudanças no mundo do trabalho.

<sup>15</sup> No final dos anos 70 e início dos 80 diversos estudos da Unido (*United Nations Industrial Development Organization*), intitulados *Working Papers on Structural Changes* mostram as mudanças em curso em várias indústrias de diferentes países.

Os desdobramentos da crise econômica pós-73, e da elevação dos preços da energia sob regulação estatal foram assim comentados por Kahn (1988):

*"The conditioning circumstances and public attitudes of the 1970s were in many ways the mirror image of those of the '30s: the remarkable resurgence of Western capitalism in the intervening decades, the rediscovery of the virtues of a market economy all over the world – in countries both developed and underdeveloped, behind and in front of the Iron Curtain – and a mounting public concern with inflation.*

*These changes in external economic circumstances and prevailing opinion have no doubt contributed to the erosion of public utility regulation as well, but their general influence was powerfully reinforced by even more dramatic developments affecting these industries.*

*In the case of telecommunications, the preponderant factor has been the explosion of technology (...) In the cases of the electric and gas utilities, in contrast, at least one villain of the piece was technological failure: the other was double-digit inflation and the fuel crisis with which it was closely associated. It had been above all else technological progress and the progressive achievement of economies of scale during the preceding decades that accounted for the very successful performance of the public utility industries, which seemed in turn to justify a reasonably favorable appraisal of the institution in itself. After that date, it was the abrupt cessation of those trends, on the one side, and exploding fuel and capital costs, on the other, the most extreme manifestations of both of which was the (at least temporarily) failed promise of nuclear power, that have come close to destroying the public utility institution". (KAHN, 1988, xvii)*

A crise econômica e a crise energética tiveram papel catalisador nas mudanças na forma de organização e na forma tradicional de regulação da indústria de eletricidade em busca de alternativas de menor custo. As críticas à regulação tradicional, que há tempo ocupavam muitas atenções, puderam ganhar substância. Nas palavras de Littlechild:

*During the 1960s there was active discussion of the alleged inadequacies of US public utility regulation. There were concerns that it was ineffective or had undesired side-effects. For example, rate of return regulation provided inadequate incentive to reduce operating costs and could encourage over investment in capacity. Using Edwin Chadwick's analogy of competition for the market where competition within the market was not possible, Demsetz proposed that utility regulation could be replaced by bidding to supply the market at lowest price. In his view, "the rivalry of the open market place disciplines more effectively than do the regulatory processes of the commission". (LITTLECHILD, 2001, p.5)*

Nos EUA, face às sombrias preocupações com as previsões das *utilities* elétricas sobre o custo futuro da energia e o risco de escassez, um dos desdobramentos da crise energética foi a edição em 1978 da “PURPA” (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), que obrigou as *utilities* a declarar o custo projetado de suas novas plantas de geração, adquirindo a eletricidade de “produtores independentes” cujas instalações atendessem padrões mínimos de eficiência exigidos (*‘qualified facilities’*), sempre que estes oferecessem eletricidade a custo igual ou inferior ao projetado pelas *utilities* (princípio do ‘custo evitado’). Projeções pessimistas feitas pelas *utilities* sobre os custos de geração futuros, na esteira do 2º choque do petróleo, acabaram levando à assinatura de contratos de longo prazo com “produtores independentes” de diversas fontes de geração, que depois se revelaram anti-econômicos e gravosos para os consumidores <sup>16</sup>.

A PURPA e a obrigatoriedade por ela instituída de aquisição pelas *utilities* dos EUA da eletricidade dos produtores independentes “qualificados”, sempre que esta tivesse menor custo, representou o primeiro esforço de mudanças na regulação econômica, buscando introduzir a competição no segmento de geração – embora incipiente e pouco consciente ainda quanto à amplitude de seus desdobramentos no futuro da indústria de eletricidade, no sentido de “desverticalização” (*unbundling*) das atividades da cadeia da indústria elétrica.

Nos anos 90, o desenvolvimento da tecnologia de geração térmica mais eficiente de eletricidade, com utilização de turbinas a gás em “ciclo combinado”, permitiu reduzir significativamente o tamanho econômico competitivo das plantas térmicas, dos anteriores 800 a 1000 MW, para cerca de 100 MW (Hunt, 2002)<sup>17</sup>. A proibição de uso do gás pelas *utilities* para a geração térmica de eletricidade, pelo *Fuel Use Act* de 1978, prejudicou o maior desenvolvimento dessa tecnologia por quase uma década, segundo Hunt (2002, p.342); somente após a liberalização do mercado de gás natural os efeitos da nova tecnologia de geração ganharam maior ímpeto, a partir dos 90.

---

<sup>16</sup> A Califórnia, um dos estados que mais fortemente estimulou essas fontes alternativas, sofreu maiores impactos. Ver a respeito, Wall Street Journal, 31 march 1987, p. 37 “Californians will pay dearly for PURPA power”, disponível em <http://www.fortfreedom.org/pl1.htm>

<sup>17</sup> As plantas de co-geração a gás em ciclo combinado (*Combined Cycle Gas Turbines*) geram eletricidade e vapor para uso industrial reaproveitado na produção de eletricidade em co-geração, aumentando a eficiência energética.

Na Inglaterra, a maior oferta de gás associada à exploração das reservas de petróleo do mar do Norte (viabilizada nos anos 80 pela elevação de preços pós-2º choque do petróleo e por novas tecnologias de exploração no mar) permitiu, na geração de eletricidade, a substituição do carvão pelo gás <sup>18</sup> - fonte energética mais barata e eficiente, cuja disseminação foi exponencial após a reforma e privatização do setor elétrico inglês, como se vê no quadro:

**Inglaterra e Gales – Evolução da capacidade instalada de geração, por fonte, 1991/99, em MW**

Ano	Capacidade Total (MW)	Usinas térmicas convencionais	Usinas a gás, ciclo combinado
1991 (março)	73.525 (100%)	54.644 (74,3%)	76 (0,1%)
1999 (dezembro)	75.305 (100%)	38.761 (51,5%)	17.195 (22,8%)
Variação (em MW)	1.780	-15.883	17.119

Fonte: Valores em MW citados em Hunt (2002), p.362.

Nos EUA, a mudança trazida pela PURPA em 1978 não foi um caso isolado de mudança da regulação econômica, mas representou mais uma, dentre várias medidas de desregulamentação afetando diversas indústrias e serviços em busca de maior eficiência e redução de custos, para auxiliar no combate à inflação e melhoria da competitividade <sup>19</sup>.

<sup>18</sup> O carvão perdia terreno para o petróleo desde a 1ª Guerra Mundial, e estava sob exploração estatal desde 1947. Nos anos Thatcher, a decisão de fechamento de um grande número de minas consideradas ineficientes e anti-econômicas resultou em violentos choques e longa greve de trabalhadores mineiros, cuja derrota levou ao enfraquecimento e desmobilização dos até então fortes sindicatos de trabalhadores mineiros; a indústria do carvão foi novamente bastante afetada nos anos 90, pela substituição do carvão pelo gás, levando ao fechamento adicional de minas.

<sup>19</sup> A combinação de inflação elevada com baixo nível de crescimento econômico ou mesmo recessão (a chamada estagflação), após a reversão cíclica nos anos 70, além de provocar no plano da teoria econômica a crítica dos monetaristas às idéias keynesianas até então predominantes (que associavam a incidência de inflação a situações de pleno emprego e indisponibilidade de recursos produtivos ociosos, como exemplifica a curva de Phillips), no plano da política econômica levou os governos à busca incessante de mecanismos para tentar controlar a elevação dos preços. O governo republicano de Richard Nixon tentou esse controle pelo congelamento temporário de preços (*freezing*) – medida “heterodoxa” para os republicanos, mas compreensível politicamente em vista do desgaste trazido pela inflação e da busca de Nixon pela reeleição. Após a crise de ‘Watergate’, que culminou no “impeachment” de Richard Nixon, a eleição subsequente levou ao poder Jimmy Carter, do Partido Democrata. Mas após lutar contra a inflação, sem sucesso, ao final de seu governo, Carter escolheu o monetarista Paul Volcker para dirigir o Federal Reserve. A ação de Volcker para conter a renitente inflação, e valorizar o dólar, consistiu numa política monetarista ortodoxa: contração monetária, abrupta elevação das taxas de juros (desencadeando a “crise da dívida externa” em escala mundial) e forte recessão, com elevação do desemprego; o desgaste, somado ao episódio dos reféns americanos no Irã “pós-xá”, inviabilizou a reeleição de Carter.

Com efeito, além da PURPA que afetava diretamente a indústria de eletricidade, os esforços do governo Carter para controlar a inflação incluíram a desregulamentação de diversos outros setores da economia, buscando estimular a competição e forçar a queda de preços em setores cuja regulação, na visão dos críticos, na verdade era uma indevida proteção da competição.

O caso mais famoso de desregulamentação, no governo Carter, envolveu as companhias de transporte aéreo, durante a gestão de Alfred Kahn à frente do CAB (*Civil Aeronautics Board*, agência federal criada no governo Roosevelt para regular o transporte aéreo nos EUA). Kahn - professor emérito de Cornell e especialista em regulação econômica -, praticamente extinguiu a regulação e liberou a entrada de novas empresas no transporte aéreo, por entender que se tratava de setor potencialmente competitivo, onde a efetiva competição traria melhores resultados que a regulação estatal.

Para Kahn, a regulação estatal na verdade criara uma proteção para empresas aéreas que estavam no mercado desde a década de 1930, quando foi criado o CAB pelo governo Roosevelt, em meio à situação geral de instabilidade. Ao dar prioridade a empresas já estabelecidas na exploração de qualquer nova rota, inclusive proposta por potenciais novos entrantes, criara-se uma "barreira à entrada", associada à proibição de concessão de descontos sobre as tarifas fixadas, cristalizando a estabilidade sem competição.

Com a desregulamentação, novas companhias aéreas entraram no mercado liberalizado, criando 'turbulências' que culminaram com a quebra de empresas tradicionais como PanAm e Braniff (e também de algumas novas empresas entrantes), mas reduziram os custos do transporte aéreo e ampliaram enormemente o número de passageiros transportados. A experiência de desregulamentação foi descrita pelo então procurador e depois juiz da Suprema Corte, Stephen Breyer, que assessorou o senador Democrata

Edward Kennedy (Massachusetts) à frente das investigações do Congresso que culminaram na desregulamentação<sup>20</sup>.

O esforço para a desregulamentação foi lembrado por Edward Kennedy, em discurso proferido em Nova York na Convenção Nacional do Partido Democrata em 12 de agosto de 1980 (após já ter perdido para Carter a indicação como candidato do Partido Democrata à Presidência dos EUA, contra o republicano Ronald Reagan), nos seguintes termos:

*"... The demand of our people in 1980 is not for smaller government or bigger government but for better government. Some say that the government is always bad and that spending for basic social programs is the root of our economic evils. But we reply: The present inflation and recession cost our economy \$ 200 billion a year. We reply: Inflation and unemployment are the biggest spenders of all. The task of leadership in 1980 is not to parade scapegoats or to seek refuge in reaction, but to match our power to the possibilities of progress. While others talked of free enterprise, it was the Democratic Party that acted and we ended excessive regulation in the airline and trucking industry and we restored competition to the marketplace. And I take some satisfaction that this deregulation was legislation that I sponsored and passed in the Congress of the United States"*<sup>21</sup>

O ataque à regulação estatal ocorreu em setores onde era vista como impeditiva da competição. Transporte aéreo, transporte rodoviário de cargas (*trucking*) e ferroviário (*railroads*) foram objeto de ações de investigação e desregulamentação, no final dos 70 e início dos 80, somando-se a ações na indústria de eletricidade como a PURPA, que possibilitava de forma pioneira a competição na geração de eletricidade entre *utilities* e os produtores independentes de energia qualificados pela FERC – Federal Energy Regulatory Commission. As projeções extremamente infladas dos preços futuros da energia e a escalada de custos das usinas nucleares, afetados principalmente pelos crescentes requisitos de segurança após o acidente de Three Mile Island, em 1979, viabilizaram a entrada dos produtores independentes e a assinatura de contratos de venda de sua energia às *utilities*, especialmente por produtores independentes que geravam eletricidade

---

<sup>20</sup> "Regulation and its Reform", Harvard University Press, Cambridge, USA, 1982, contém as reflexões e questionamentos de Breyer sobre a eficácia da regulação em situações onde é possível a competição.

<sup>21</sup> Edward Kennedy, 'The cause endures' (grifo nosso), August 12, 1980, disponível em <http://www.americanrhetoric.com/speeches/PDFFiles/Ted%20Kennedy%20-%20DNC%20Address.pdf>

como subproduto da co-geração com uso de turbinas a gás em ciclo combinado <sup>22</sup>. Nos EUA as *utilities* elétricas eram tipicamente empresas verticalmente integradas atuando em área de serviço exclusiva delimitada geograficamente, combinando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, que vieram a ser posteriormente segregadas na reforma do setor de energia elétrica.

A PURPA foi portanto uma primeira “cunha” no monopólio vigente na indústria da eletricidade, mais especificamente na geração de energia elétrica, ao introduzir novos entrantes na atividade, como produtores independentes <sup>23</sup>.

A tentativa fracassada de reeleição de Carter não impediu que o esforço de desregulamentação, já iniciado sob a administração democrata, fosse fortemente intensificado na administração republicana de Ronald Reagan – mas agora num contexto diferente, sob idéias econômicas de concepção liberal <sup>24</sup>.

Armstrong et alii (1999) comentam que, nesse processo,

*“...of most significance is the 1984 break up of AT&T, following an antitrust suit brought by the U.S. Department of Justice ten years earlier. The AT&T case raised the fundamental question whether effective regulation of an integrated monopolist can coexist with conditions for effective and undistorted competition in industries that contain both naturally monopolistic and potentially competitive activities or whether structural separation between these activities is necessary. The latter course was chosen, and AT&T was divested of its more naturally monopolistic regional network operations.”*

Em breve histórico da regulação econômica nos EUA, Viscusi et alii (1996, p. 311-7) identificam uma “onda de regulação” ocorrida nos anos 30, no ambiente da Grande

---

<sup>22</sup> Na co-geração, as turbinas a gás de ciclo combinado geram calor (vapor) para uso industrial e possibilitam a geração de energia elétrica como um “subproduto”. *Utilities* não podiam produzir energia a partir da queima do gás, como os processos industriais de co-geração, ou a geração dos produtores independentes.

<sup>23</sup> A PURPA também estimulou a utilização de fontes alternativas renováveis. A disponibilidade real de petróleo e a evolução de seus preços nos anos 80 face às projeções anteriores demonstraram os elevados custos de contratos firmados sob a PURPA, situação corrigida em 1992 pela EPAct (Energy Policy Act).

<sup>24</sup> A desregulamentação empreendida pelo governo democrata buscava a ampliação da competição para atender o interesse do consumidor, como lembrado pelo senador Edward Kennedy no discurso à Convenção do Partido Democrata em New York, quando atacou os republicanos e o candidato Ronald Reagan por quererem se apresentar como novos defensores desse interesse.

Depressão, e a continuidade do crescimento da regulação no período 1940-70; mas, a partir de 1971 inicia-se uma “onda de desregulação” com a decisão *da Federal Communications Commission* sobre a entrada no mercado interurbano de telecomunicações, que culminou na cisão da AT&T em 1984, após julgamento de ação antitruste pelo Ministério da Justiça dos EUA. Essa nova tendência pôde ser vista em diversos setores, como a desregulamentação das companhias aéreas em 1978 (*Airline Deregulation Act*); do transporte ferroviário (*Staggers Act*), e do transporte rodoviário de cargas (*Motor Carrier Act*) em 1980; do transporte de passageiros (*Bus Regulatory Reform Act*) em 1982; dos preços do petróleo em 1981, e dos preços do gás natural (iniciado em 1978 e concluído em 1989); e diversas outras medidas de menor expressão, observando que: “...with most of the clear-cut cases of inappropriate regulation having been dismantled, the current trend is a mixture of re-regulation and further deregulation”.

Na visão desses autores, uma possível explicação para essas ondas de regulação e desregulação é a hipótese do historiador econômico Richard Viator, para quem as alternâncias se devem às mudanças de percepção da sociedade sobre a interação entre economia e governo:

*He attributes the regulatory wave of the 1930s to the downfall of faith in a laissez-faire economy emanating from the Great Depression. The deregulatory period of the 1970s occurred during a period of serious stagflation – high inflation and high unemployment – which Viator argues shook our faith in the ability of the government to provide a constructive influence on the economy. (Viscusi et alii, 1996, p. 311-7)*

A crise e necessidade de “re-organização” para a retomada da acumulação capitalista são, certamente, fatores subjacentes a essas “mudanças de percepção”. Qualquer que seja a explicação ou justificativa, o processo de desregulação (ou “re-regulação”) iniciado nos EUA nos anos 70 se ampliou e disseminou-se em escala mundial, e o que ocorreu com a indústria de eletricidade foi apenas mais uma, entre as diversas mudanças implementadas em diferentes indústrias, na busca por resultados melhores que os obtidos com a forma tradicional de regulação; mas formas específicas e resultados atingidos por diferentes países estão por sua vez vinculados às estruturas pré-existentes e às determinações de cada situação concreta.

## **Capítulo 2**

### **Re-estruturação da indústria de eletricidade e a nova regulação econômica**

## **Re-estruturação da indústria de eletricidade: segmentação da cadeia produção-consumo e as novas instituições**

Como ocorreu em outras indústrias, a reforma da indústria de eletricidade incluiu mudanças estruturais, institucionais e uma nova forma de regulação tarifária <sup>25</sup>. A principal mudança na estrutura tradicional da indústria foi a segmentação (*unbundling*) da cadeia produtiva, com o objetivo de permitir que atividades integradas ao “monopólio natural” da indústria de eletricidade fossem transformadas em competitivas.

Na cadeia produção-consumo da indústria de eletricidade as seguintes atividades geralmente estavam integradas na mesma empresa, antes da reforma:

- Geração: produção de eletricidade em usinas hidrelétricas, movidas por força hidráulica, e térmicas movidas por diferentes combustíveis (óleo diesel e óleo combustível, carvão mineral, biomassa, fissão nuclear)
- Transmissão: transporte da eletricidade em grande escala, da usina produtora até a proximidade dos “centros de carga” assim como entre áreas, usando elevada tensão de transmissão (para reduzir as perdas físicas), em rede de linhas de transmissão de alta capacidade;
- Distribuição: redução de tensão em estações transformadoras e entrega da energia elétrica aos consumidores finais nos centros de consumo (centros de carga) com o uso de redes elétricas locais, até a leitura dos medidores de consumo de energia;
- Comercialização: registro/cadastramento dos consumidores conectados, emissão e entrega das faturas (contas de luz), e atendimento comercial em geral.

Esse conjunto de atividades constituintes da cadeia produção-consumo de energia elétrica – geração da eletricidade, transmissão em grande volume pelas redes de alta tensão, distribuição pela rede elétrica local nos centros de carga, e comercialização junto ao consumidor final –, estava geralmente a cargo de uma única empresa, monopolista, de

---

<sup>25</sup> “In the process of regulatory reform, markets have been liberalized, industries have been restructured, and new regulatory methods and institutions have been created.” Armstrong, M. , Cowan, S. & Vickers, J. “Regulatory reform – Economic analysis and British experience” , The MIT Press, 5th printing, 1999.

quem os consumidores eram obrigados a adquirir a energia elétrica, por ser detentora da concessão exclusiva para prestação do serviço numa área geográfica delimitada <sup>26</sup>.

Com a reforma a cadeia é segmentada: geração, transmissão, distribuição e comercialização, são então separadas e encaradas como atividades distintas.

Os modelos de desverticalização ou des-integração apresentaram variação de uma situação a outra; em alguns casos a atividade de geração foi separada da transmissão com venda e transferência de propriedade dos ativos, e em outros a geração permaneceu junto com transmissão, visto tratar-se de atividades muito vinculadas tecnicamente, mas com a segregação contábil das duas atividades.

A geração transformou-se em atividade competitiva, permitindo a livre entrada de novos produtores, que vão vender energia a distribuidores e buscar atrair consumidores “livres”, oferecendo preços menores. Os consumidores a quem é vendida essa energia “de novos entrantes” são, a princípio, os grandes consumidores, com potência e tensão de fornecimento acima de um mínimo estabelecido; estes requisitos vão sendo reduzidos à medida que se aprofunda a reforma, para permitir que consumidores menores, e ao final da reforma qualquer consumidor - até mesmo os consumidores residenciais atendidos em baixa tensão, possam escolher livremente seu fornecedor (*full retail competition*). <sup>27</sup>

Na transmissão de eletricidade, a rede é de fato um “monopólio natural”, continua sendo única e não há sentido em duplicar instalações, pois os custos aumentariam muito. Mas a propriedade monopolista da rede de transmissão impôs a continuidade da regulação

---

<sup>26</sup> No Brasil, a segregação de funções de geração e distribuição, perseguida pelo governo federal desde os anos 60, levou à concentração da geração em grandes geradoras federais com atuação regional (CHESF, no Nordeste; FURNAS, no Sudeste e Centro-Oeste; ELETROSUL, no Sul; e ELETRONORTE, no Norte do País) e a distribuidoras estaduais. Havia, no entanto, empresas estaduais integradas (CEMIG, COPEL, CELG) e a maior geradora era a empresa estadual CESP, que também atuava na distribuição de energia em parte do estado de São Paulo.

<sup>27</sup> Os consumidores que podem escolher livremente seu fornecedor de energia são chamados “consumidores livres”, em contraste com aqueles que continuam obrigados a adquirir energia da empresa que serve a área em que estão localizados, chamados “consumidores cativos”.

econômica e controle da remuneração (rentabilidade) desse ativo<sup>28</sup>. Entretanto, o acesso e uso das redes de transmissão por terceiros (*third parties access*) passa a ser livre, garantindo que geradores e produtores independentes possam utilizar essas instalações para o transporte da energia por eles produzida e vendida a consumidores livres, não obrigados a adquirir energia da empresa local. Qualquer produtor independente pode injetar energia elétrica na rede (linha de transmissão), sob os requisitos técnicos estabelecidos, para atender o consumidor livre a quem vendeu sua energia, assim como este pode conectar-se à linha de transmissão e receber a energia. Mesmo sendo a rede de transmissão de propriedade de um determinado gerador ou investidor, isso não dá a esse gerador ou investidor o direito a uso exclusivo da sua linha, que é obrigatoriamente compartilhada. Quebrou-se, assim, o monopólio de uso da linha de transmissão. O acesso à linha de transmissão, instalação essencial (*essential facility*) na indústria de energia elétrica para transportar a energia em grandes blocos até as proximidades dos centros de carga, passou a ser livre (*open access*), e condicionado apenas a que o interessado atenda exigências técnicas e pague os encargos de uso fixados, de modo similar à cobrança de pedágio pela utilização de uma estrada <sup>29</sup>. Assim, mesmo persistindo o monopólio na propriedade desses ativos (proprietário único da rede de transmissão), o monopólio no uso das redes na transmissão foi quebrado, e quem pagar o “pedágio” (encargo) pode usar a linha.

Essa liberdade de acesso e quebra do monopólio de uso também é estendida à rede de distribuição de energia elétrica usada para levar a energia aos consumidores situados dentro dos “centros de carga”, após já ter sido reduzida a tensão da energia elétrica recebida das redes de transmissão. Do mesmo modo que a rede de transmissão, a rede de distribuição também constitui um “monopólio natural” e assim, devem ser assegurados o livre acesso e uso da rede de distribuição a todos os interessados, desde que sejam pagos os correspondentes encargos de uso do sistema de distribuição.

---

<sup>28</sup> A rentabilidade é geralmente regulada pela atribuição de uma “receita permitida”, a ser coberta pelos encargos pagos pelos usuários, suficiente para a cobertura dos custos de operação/manutenção e obtenção da taxa de rentabilidade arbitrada.

<sup>29</sup> A igualdade de acesso é discutível, se os geradores usam as linhas de transmissão para despachar sua energia criando “congestionamento” no sistema o que, na prática, impede o acesso de terceiros às linhas.

Assim, as redes elétricas de transmissão e de distribuição, ativos únicos, foram preservados da competição para assegurar as vantagens do “monopólio natural”, mas tornaram-se segmentos abertos ao uso de terceiros (*open access*), e por tratar-se de um monopólio, a regulação estatal persistiu nesses segmentos.

A necessidade de supervisão independente e neutra da operação do sistema elétrico e do uso das redes de transmissão exigiu a criação de uma nova instituição, o Operador Independente do sistema elétrico (*Independent System Operator*) com a responsabilidade pelo despacho das usinas segundo a ordem de mérito econômico decorrente da declaração de preços dos geradores (da mais barata para a mais cara) assegurando a geração adequada para o atendimento das cargas e evitar desequilíbrios no sistema elétrico, bem como para supervisionar e assegurar livre acesso à rede de transmissão por todos os interessados.

Finalmente, a comercialização de energia elétrica – atividade que, na cadeia tradicional, era também incorporada pela distribuidora, foi aberta à livre competição, para atendimento dos consumidores com o direito de escolher livremente seu fornecedor de energia (“consumidores livres”) <sup>30</sup>. Assim, os consumidores livres podem adquirir a energia elétrica diretamente do produtor independente (gerador) ou indiretamente, por meio de um comercializador, que ajuda a promover a competição.

Na comercialização de energia elétrica, os comercializadores compram de um gerador ou produtor independente a energia que vendem aos consumidores livres; estes pagam ao comercializador pela energia e pagam aos proprietários dos ativos de transmissão e de distribuição encargos regulados associados ao uso da rede de transmissão e de distribuição, o “pedágio” pelo uso dessas redes <sup>31</sup>.

---

<sup>30</sup> As condições para ser considerado “consumidor livre” são mais abertas ou restritas de um país a outro. No Brasil, só podem exercer direito de adquirir livremente energia os consumidores que recebem energia convencional em tensão igual ou superior a 3 MW, ou 0,5 MW no caso de energia incentivada (biomassa, pequenas centrais hidrelétricas).

<sup>31</sup> Esse encargo de acesso e uso pode ser regulado ou negociado diretamente entre as partes (RTPA - Regulated Third Party Access, ou NTPA – Negotiated Third Party Access).

Assim, um consumidor final considerado livre pode comprar a energia elétrica de quaisquer fornecedores, não ficando mais restrito à distribuidora de energia elétrica da área em que está instalado; pode comprar a energia elétrica diretamente de um gerador ou de um comercializador, pagando separadamente a energia elétrica e o uso das redes de transmissão e distribuição (o 'pedágio' pelo uso da rede de transmissão e da rede de distribuição).

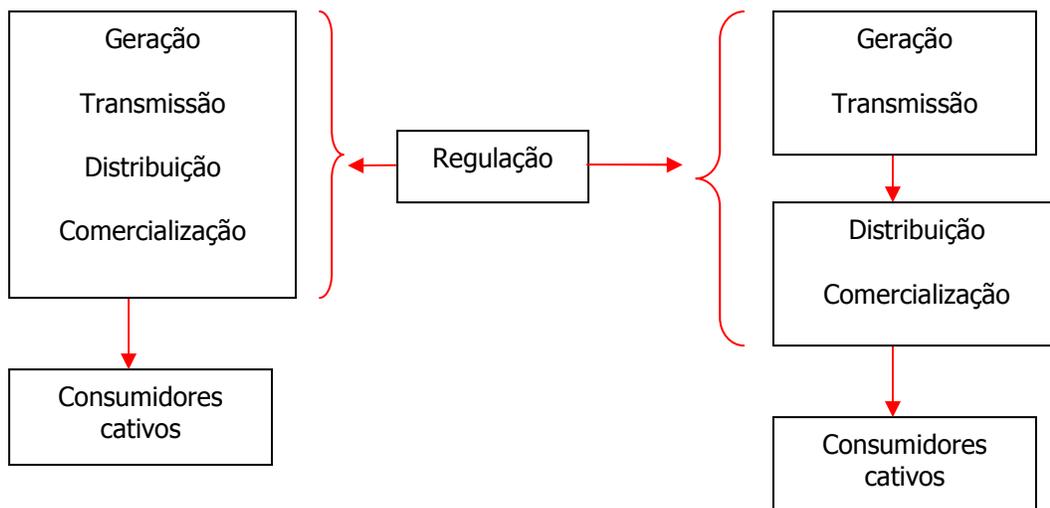
O Mercado Atacadista de Energia (*wholesale energy market*) é o espaço econômico para promover transações de compra e venda de energia elétrica entre geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres; no Mercado Atacadista a energia de curto prazo é vendida a preço (geralmente) resultante da oferta e demanda, o preço 'spot'; já as contratações de suprimento de energia a prazo mais longo são feitas diretamente entre os interessados por meio de contratos bilaterais, com os preços da energia previamente estabelecidos (eliminando assim a exposição do vendedor e comprador às flutuações do preço de curto prazo - *spot*); os montantes desses contratos são então registrados e apenas as eventuais diferenças entre contratação e consumo efetivo são liquidadas ao preço *spot* (venda das sobras ou compra das insuficiências de contratação no mercado de curto prazo) <sup>32</sup>.

Hunt (2002) apresenta uma visão esquemática da estrutura tradicional da indústria antes da reforma e diferentes alternativas ou evoluções em direção à maior liberalização, até se chegar à plena competição no varejo (*full retail competition*) com livre escolha do fornecedor por todos os consumidores.

---

<sup>32</sup> No Brasil, o preço do Mercado "spot" (curto prazo), chamado PLD – Preço de Liquidação de Diferenças não é baseado na oferta e demanda, mas determinado com base em modelos computacionais, que calculam o "custo marginal de operação" (CMO).

1. MONOPÓLIO – estrutura tradicional da indústria, antes da reforma: um único produtor ou vendedor atende os consumidores finais cativos.



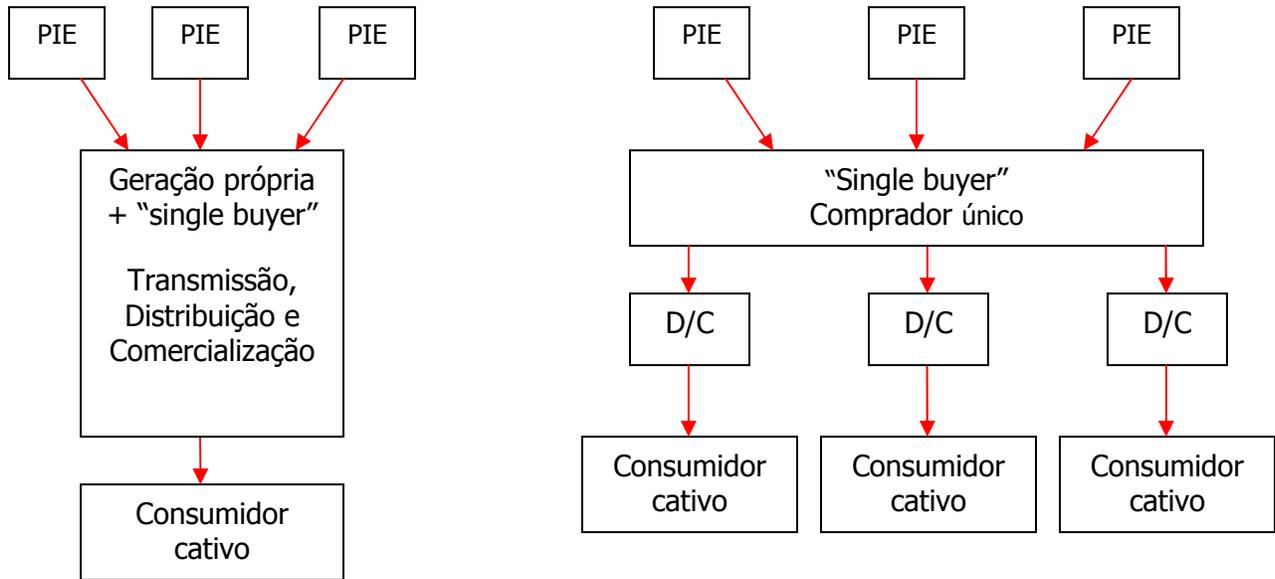
Concessionária com integração vertical total (geração, transmissão, distribuição e comercialização) que atende consumidores cativos.

(No Brasil, antes da reforma, situação similar à da COPEL e da CEMIG)

Concessionária de geração/transmissão, vendendo energia para a concessionária de distribuição/comercialização que atende os consumidores cativos.

(No Brasil, antes da reforma, situação similar à de FURNAS-CESP/CPFL, CHESF/CELPE e outras)

2. MONOPSÔNIO (*single buyer*) - estrutura da indústria em transição: diversos produtores, mas um único comprador, que revende a energia

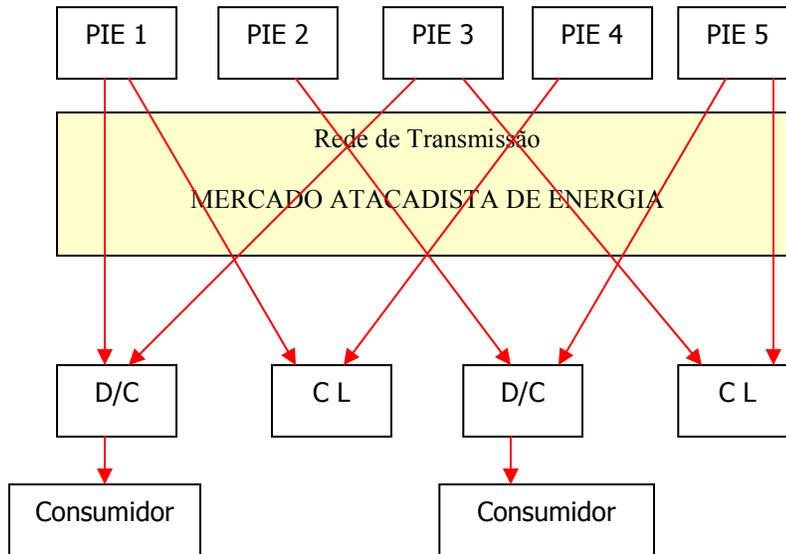


Concessionária com integração vertical (geração, transmissão, distribuição e comercialização), que também adquire energia de geradores independentes e vende para consumidores cativos. (Ex. EUA, sob PURPA),

Comprador único ('single buyer') que adquire toda a energia de produtores independentes e revende a distribuidoras-comercializadoras que atendem consumidores cativos.

PIE = Produtor (gerador) independente de energia  
D/C = Distribuidora/Comercializadora

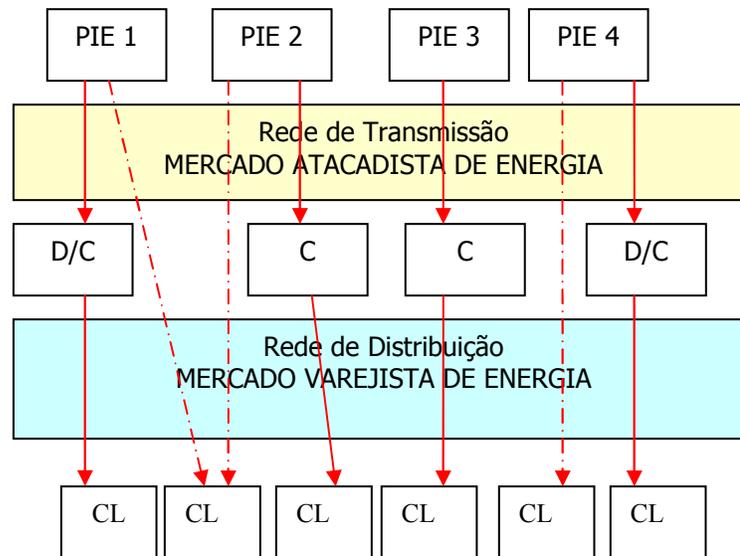
### 3. COMPETIÇÃO NO ATACADO ("*Wholesale competition*")



Vendedores: Produtores (geradores) independentes  
Compradores: Distribuidoras/Comercializadoras e Consumidores Livres

CL = consumidor livre

#### 4. COMPETIÇÃO NO VAREJO ("Full retail competition")



Os Produtores Independentes (geradores) podem vender energia diretamente para quaisquer consumidores finais, assim como para as distribuidoras/comercializadoras e para comercializadoras "puras" que revendem essa energia aos consumidores. Com a plena competição no varejo ("*full retail competition*"), todos os consumidores são livres para escolher seu fornecedor.

A reestruturação, portanto, caminha no sentido de níveis de competição mais intensa – tanto pelo lado da *oferta* de energia (geração) com a entrada de novos geradores, os produtores independentes, como pelo lado da *demand*a, que vai agregando consumidores livres que adquirem energia diretamente (os de maior porte de início, até chegar à liberdade plena, *full competition*, quando todos podem escolher livremente o fornecedor). A entrada de novos geradores evita o monopólio tradicional, de um único fornecedor que atende consumidores cativos numa área exclusiva; e a liberdade de escolha para os

consumidores evita o monopólio, em que a concessionária é a única compradora da energia dos geradores produtores independentes.

Na reforma para introduzir competição na indústria de energia elétrica e buscar redução de custos e preços, a maior expectativa de redução de custos vinha da geração, tanto pelo peso mais significativo no custo final da energia elétrica como pelas importantes transformações tecnológicas e queda do custo da geração térmica, com o uso do gás natural em turbinas de “ciclo combinado” (*Combined Cycle Gas Turbines*), fonte de energia mais barata, mais limpa, de maior eficiência térmica e com acesso mais fácil para novos entrantes, dado o menor requisito de capital por se tratar de empreendimentos de menor porte, com plantas que podem ser “livremente reproduzidas” necessitando apenas adequada disponibilidade de suprimento de combustível (Hunt, 2002) <sup>33</sup>.

Na indústria de energia elétrica a introdução de competição beneficiava de início os grandes consumidores que passam a negociar diretamente com novos fornecedores um menor preço para a energia de que necessitam <sup>34</sup>.

Os consumidores que permanecem cativos são atendidos em caráter monopolista pela distribuidora que detém a concessão de serviço na área geográfica onde estão localizados e pagam numa conta única os valores da energia e do uso de rede de transmissão e distribuição. Para os consumidores cativos, a novidade trazida pela reforma será uma nova forma de regulação econômica das distribuidoras, perseguindo maior

---

<sup>33</sup> No Brasil, entretanto, o predomínio da geração hidráulica como fonte mais barata que a geração térmica, criava uma situação bastante distinta, pois a ocorrência favorável de aproveitamentos hidráulicos é naturalmente restrita – ao contrário da geração em países com predomínio de fonte térmica, em que as plantas podem ser “replicadas” e instaladas em qualquer local onde exista o combustível. Além disso, como os aproveitamentos hidráulicos de menor custo, com condições mais favoráveis para a geração, ou maior proximidade dos centros de carga minimizando os investimentos em transmissão, já foram utilizados no Brasil, as “novas fronteiras” de expansão da geração hidráulica são mais caras, e resultam provavelmente em custos futuros de suprimento mais elevados e crescentes, apesar da reforma.

<sup>34</sup> As pressões dos grandes consumidores, das empresas municipais e cooperativas, nos EUA, acabaram levando à liberação do uso de redes (*open access*) para o transporte da energia de outro fornecedor. Os preços cobrados pelas *utilities* se elevaram devido à aquisição de energia das *qualified facilities* (obrigatoriedade de adquirir pelo princípio do ‘custo evitado’ uma energia que se mostrou cara no decorrer do tempo), aos custos de programas obrigatórios de conservação de energia, assim como pelo aumento do custo da energia das plantas nucleares; ao mesmo tempo, ficavam prontas novas plantas de produtores independentes que produziam energia mais barata, levando grandes consumidores, empresas municipais e cooperativas a pressionar pela possibilidade de troca do prestador de serviço ou compra de energia de menor custo dos produtores independentes.

eficiência e menor custo no serviço de distribuição. visando reduzir as tarifas: a regulação por preços máximos, ou "*price cap*". Assim, para os consumidores que permaneceram cativos as principais mudanças introduzidas vieram da regulação econômica aplicada às distribuidoras.

## **A nova regulação econômica**

Embora de fato tenha sido precedida pela do Chile, a reforma da indústria de energia elétrica na Inglaterra é considerada pioneira e vista como um paradigma para as demais<sup>35</sup>. Foi na Inglaterra também que surgiu uma nova metodologia de regulação econômica, no âmbito das reformas liberais e privatizações realizadas pela primeira-ministra Margareth Thatcher. Após sua eleição em 1979, Thatcher sofreu em seu primeiro período de governo o desgaste decorrente das mudanças de política econômica que aprofundaram a recessão e ampliaram o desemprego; mas a vitória inglesa na "Guerra das Malvinas" em 1982 levou-a à re-eleição por larga margem, e fortaleceu seu grupo no interior do Partido Conservador, criando um ambiente político favorável para implementar, a partir de então, uma ampla reforma inspirada em idéias liberais, com a retirada do Estado da atividade econômica direta e uma revisão radical de seu papel – uma *révanche*, pode-se dizer, das idéias e ações de ampliação da presença do Estado, implementadas desde o final da 2ª. Guerra Mundial, após a vitória do trabalhista Clement Attlee contra Winston Churchill.

---

<sup>35</sup> Cf. Newbery, David M. (2001, págs. 119-121) - "...it is noteworthy that Chile undertook a radical reform of the electricity sector as early as 1978 (...) The 1978 Decree-Law 2224 created the National Energy Commission (CNE) and initiated a program of reform aimed at de-integrating the industry to introduce competition into the power market, and separating the state's commercial and regulatory functions. After the new electricity law of 1982, the two state-owned integrated companies, ENDESA and Chilectra, were divided into separate generation and local distribution companies (...) The restructured companies were subsequently privatized and by 1991 there were 11 power-generating companies, 21 electricity distributors companies and two integrated companies (...) The sequencing of reform in Chile is instructive in that the reform of the regulatory system and the restructuring of state enterprises occurred first, to ensure that the new enterprises had some experience of the regulatory regime before privatization. Privatization proceeded slowly, avoiding some of the risks of underpricing with attendant larger transfers to shareholders, while wide share ownership created political support for the new system". Vale notar que o marco regulatório chileno foi consubstanciado pelo "Decreto con Fuerza de Lei nº 1", de 1982. As razões pela qual o Chile foi pioneiro nessa liberalização talvez possam ser encontradas no forte vínculo entre os economistas que participaram do governo Pinochet com a Universidade de Chicago, que mantinha há muitos anos convênio com a Universidad Católica de Chile e recebeu diversos deles como alunos para estudos de pós-graduação. Sobre este ponto, ver: Valdés, Juan G. - "Pinochet's economists: the Chicago School in Chile" (Historical perspectives on modern economics), Press Syndicate of the University of Cambridge, Cambridge University Press, 1995, Digital printing 2003.

Nos anos 70 a Inglaterra vivia uma situação de crise econômica, inflação e perda progressiva de importância, relativamente a outros países europeus. A política de desregulamentação de certos setores e privatização das empresas estatais foi então justificada como um meio de desonerar o Estado em crise fiscal de destinar recursos do Tesouro para cobertura dos déficits das estatais, ademais de arrecadar receita fiscal com a venda das ações e estimular maior eficiência econômica através da gestão privada, competição e queda de preços nos setores desregulados, aumentando a competitividade geral da economia com redução de custos e preços dos setores usuários daqueles insumos<sup>36</sup>.

Dos vários setores e empresas incluídos no processo de privatização, o mais importante por sua magnitude e por dar início ao processo foi o das telecomunicações, com a privatização da British Telecom em 1984<sup>37</sup>. A preocupação em encontrar uma sistemática nova para controle das tarifas após a privatização deu origem à regulação por preço máximo (*"price cap"*), em substituição à tradicional regulação pelo "custo do serviço", ou pela "taxa de retorno" (em que as tarifas resultam da somatória de custos mais um lucro arbitrado). Sob responsabilidade de Stephen Littlechild, implantou-se uma nova sistemática de regulação na privatização da British Telecom, em que é fixado um preço máximo (*price cap*), em vez do método tradicional de regulação com controle da taxa de retorno. Na nova sistemática, tal como na regulação pelo "custo do serviço", são inicialmente estabelecidas tarifas consideradas suficientes para a cobertura de custos e obtenção de lucro satisfatório, mas escolhe-se um limitador para o reajuste de preços ao longo dos anos seguintes, independente da variação nos custos ou lucro.

No caso inglês, o limitador escolhido para os reajustes foi a variação observada do índice de preços ao consumidor no varejo (*RPI-Retail Price Index*) e não mais a correção pela variação real de seus custos mais o lucro arbitrado. Assim, a variação de preços no setor regulado ficava limitada à evolução desse índice de preços "geral", evitando que os

---

<sup>36</sup> Adicionalmente, essa política serviu para debilitar os até então fortes sindicatos de trabalhadores.

<sup>37</sup> A preocupação com uma possível desnacionalização levou à pulverização do capital e transferência de ações de controle para a população, em grandes leilões na Bolsa.

preços do setor regulado exercessem pressão sobre a inflação, pois seus acréscimos ficavam limitados à variação do índice escolhido. Algumas regras permitiriam até que o ajuste de preço de cada serviço, individualmente, pudesse ser diferenciado, desde que, no conjunto, a variação dos preços se limitasse à variação do índice eleito. A nova proposta de regulação eliminava a necessidade de freqüentes auditagens, que necessariamente ocorrem na regulação “custo do serviço” – auditagem que, além de gerar custos, é afetada pela assimetria de informações entre o órgão regulador e o agente regulado, em desfavor do consumidor. Com a nova regulação, os preços passam a ser reajustados, ao longo de um período de tempo pré-determinado, de alguns anos, segundo a variação do índice de preços geral escolhido, independente do resultado da empresa regulada - maior ou menor lucro, ou mesmo prejuízo.

Além disso, no reajuste anual das tarifas dentro desse período nos anos seguintes não se aplica a variação integral do índice de preços escolhido, mas era descontado um percentual estimado pelo regulador como correspondente aos ganhos de produtividade e eficiência obtidos pela empresa. Assim, de fato os preços eram reajustados *abaixo* da variação do índice de preços escolhido como referência – mais exatamente, reajustados pela variação do índice de preços menos “X” por cento. Esse percentual, chamado “fator X”, corresponde à transferência para o consumidor dos ganhos de eficiência e produtividade estimados pelo regulador para a empresa regulada. Assim o reajuste aplicado anualmente correspondia à variação do índice escolhido, Índice de Preços ao Consumidor no Varejo (*Retail Prices Index – RPI*), menos o percentual do “Fator X”, ou a fórmula  $RPI - X$  <sup>38</sup>.

Ao limitar a elevação de tarifas à variação do índice escolhido, e estabelecer o redutor (“X”) por ganhos de eficiências e produtividade previstos, a nova sistemática buscava induzir a empresa regulada a obter ganhos de eficiência, maiores que o previsto pelo regulador, pois a empresa terá direito a reter esse diferencial sob a forma de lucros maiores; na nova regulação *price cap* esses lucros pertencerão à empresa até serem

---

<sup>38</sup> Vale notar que a correção abaixo do índice de preços não significa necessariamente perda para a empresa prestadora do serviço, cuja “inflação específica” ou variação de custos pode ter sido menor, por diversas razões, que a do índice escolhido, e cujos ganhos de eficiência também podem ter sido maiores que os estimados pelo “fator x”.

capturados por uma revisão tarifária periódica, realizada após alguns anos, quando será feita a fixação de novas tarifas e novos valores para o Fator "X". Sob essa forma de regulação a empresa mais eficiente pode obter remuneração superior à da tradicional "regulação pela taxa de retorno" ou "regulação pelo custo do serviço", em que a taxa de retorno é fixada a um nível previamente arbitrado. Na regulação por teto máximo de preços (*price cap*) a empresa é estimulada a ser eficiente e ter menores custos, e receberá um "prêmio" por essa maior eficiência, sob a forma de uma remuneração extraordinária – ainda que temporária <sup>39</sup>.

Periodicamente, na regulação *price cap*, transcorrido um determinado número de anos pré-estabelecido em contrato, faz-se uma reavaliação da situação, por meio de uma revisão tarifária ou revisão de preços de modo similar ao que ocorre na tradicional regulação pela taxa de retorno ou custo do serviço, e novos níveis de tarifas ou preços são então fixados (*reset*) <sup>40</sup>.

Assim, em dados intervalos de tempo também na regulação por teto de preços (*price cap*) se faz uma revisão semelhante à regulação tradicional, com auditorias e demais procedimentos, para avaliar a real situação em que se encontra a empresa, após alguns anos sendo reajustada abaixo da variação do índice de preços. Nessa revisão o regulador pode realizar, discricionariamente, um ajuste para baixo, reduzindo adicionalmente as tarifas e capturando para o consumidor ganhos superiores de eficiência obtidos, que não haviam sido retirados pelo fator "X", ou aumentar as tarifas visando recuperar níveis de rentabilidade, se considerar que os valores de "X" foram excessivos.

Uma primeira finalidade da ampliação do período de tempo entre as revisões tarifárias na regulação *price cap*, segundo defensores dessa nova forma de regulação, é

---

<sup>39</sup> Por exemplo, supondo uma variação de 6% no índice de preços adotado, e um ganho de eficiência ou de produtividade estimado em 2% ("fator X"), os preços serão ajustados em 4%. Se ao longo do período entre revisões a empresa conseguir reduzir seus custos e obter ganhos de eficiência que impliquem necessidade de reajuste inferior a 4%, será premiada ao apropriar ganhos maiores.

<sup>40</sup> Além dessa revisão comum, ordinária, que ocorre de tempos em tempos, conforme intervalos fixados em contrato; em situação excepcional o órgão regulador pode uma revisão extraordinária de tarifas fora do período previsto, desde que certas condições de excepcionalidade a justifiquem (queda ou elevação extraordinária dos custos, variação da carga ou custo de suprimentos que levem a um significativo efeito positivo ou negativo).

reduzir o custo incorrido com as freqüentes revisões realizadas na regulação tradicional “custo do serviço” que, argumentam, envolve trabalho de análise exaustivo, mas objetivamente acaba sujeito às ações da empresa reguladas, que consegue justificar suas informações prestadas ao regulador, ou seja, está sujeita à assimetria de informações entre o regulador e o regulado. O novo método elimina esse custo e o substitui por um índice objetivo. Mas a finalidade principal, ao alongar a periodicidade das revisões, é induzir a empresa regulada a ser mais eficiente e obter desempenho superior àquele que foi estipulado, pois com seu êxito capturam lucros maiores por um período mais longo, lucros que não necessitam ser “escondidos”, pois cabem à empresa dentro das regras acordadas, e somente depois, por ocasião da revisão, serão capturados em favor do consumidor.

Assim, as inovações trazidas pela regulação *price cap* eram: manter o preço final sob controle, em vez de simplesmente repassar custos e, mesmo na ausência de ganhos de eficiência econômica, garantir o lucro sobre o capital aplicado, como ocorre na regulação por taxa de retorno; alongar o tempo entre as revisões, reduzindo assim os custos regulatórios das auditorias freqüentes; minimizar a assimetria de informações, ao permitir que a empresa regulada se aproprie de lucros legítimos, provenientes de desempenho superior em termos de eficiência; e obter ganhos para o consumidor, com a redução periódica das tarifas, por repasse dos ganhos de eficiência, além do fator “X”.

Mas a regulação *price cap*, entretanto, pode enfrentar problemas que a princípio não se apresentam na regulação convencional: primeiro, como evitar o risco de degradação da qualidade do serviço, que pode ser um meio útil (embora ilegítimo) para a empresa regulada reduzir custos e aumentar seus ganhos; segundo, como assegurar que os investimentos realizados sejam suficientes, e não apresentem oscilações ou sazonalidades com concentração pré-revisão periódica (visto que os lucros auferidos pelas empresas não estão vinculados a níveis de investimento e capital aplicado entre revisões, pode ocorrer a tendência de concentrar investimentos no período mais próximo da revisão, quando se fixarão novas tarifas, considerando o capital aplicado).

Para evitar a questão da degradação da qualidade, são estabelecidos determinados índices de qualidade a serem atingidos e em caso de descumprimento são aplicadas penalidades. Assim, o contrato de concessão deve ter “anexo de qualidade” ou “pautas de qualidade” que especificam quais são os padrões mínimos e os indicadores objetivos a serem obrigatoriamente atingidos <sup>41</sup>. No que se refere a níveis de investimento, por ocasião das revisões podem ser feitas estimativas de investimento futuro, associadas em caso de descumprimento à alteração do “fator X” (embora isso implique necessidade de acompanhamento mais próximo e verificações mais freqüentes como na regulação tradicional, exatamente o que a “nova regulação” pretendia evitar).

A introdução da nova regulação, em que as empresas que conseguem reduzir custos são beneficiadas pela retenção dos ganhos adicionais gerou críticas especialmente porque nos setores antes sob controle estatal havia geralmente excesso de pessoal (overstaffed), custos excessivos e desperdícios que, com a transferência de propriedade estatal para controle privado, geraram oportunidades de ganhos significativas aos novos proprietários. A contestação tradicional é que por ocasião do leilão de privatização (desestatização) dessas empresas, tais ganhos são estimados pelos investidores, e teriam sido capturados pelo Estado na venda, pois a competição entre os pretendentes à compra os leva a oferecer maiores lances no leilão para aquisição das empresas, incorporando as expectativas de ganhos futuros.

Os mecanismos pelos quais as empresas recém-privatizadas conseguiram reduzir seus custos são diversos, envolvendo da simples redução da força de trabalho excessiva de empregados, à eliminação de redundâncias decorrentes da revisão de processos de trabalho e de sua forma de organização, eliminação de atividades ou mudança na forma de prestação (por exemplo, terceirização), re-engenharia empresarial, *downsizing*, revisão dos contratos com fornecedores vigentes, introdução de novos mecanismos de seleção e contratação, aceitação de maiores riscos em relação a situações anteriores conservadoras,

---

<sup>41</sup> Por exemplo, número de interrupções por consumidor, ou grupo de consumidores, no conjunto da área de serviço e em cada região/sub-região, duração máxima das interrupções, tempo máximo para realizar novas ligações, etc.

introdução de programas integrados de controle de gestão, centralização do atendimento telefônico comercial (*call centers*), etc.

No caso de privatização, o maior êxito se dá especialmente nos anos iniciais, quando as oportunidades de melhorias são mais evidentes, e permitem superar a meta de redução de custos e obter ganhos adicionais, apesar do reajuste tarifário estar limitado ao índice de preços menos o percentual "X" previamente estimado de ganhos de eficiência.<sup>42</sup>

Essa nova forma de "regulação por incentivos", que limita os reajustes e estimula a empresa a ser mais eficiente para obter lucros "extraordinários" (acima da taxa arbitrada e assegurada na tradicional regulação por "taxa de retorno" ou "custo do serviço"). Na Inglaterra, a regulação por teto máximo de preços *price-cap*, introduzida em 1984 por ocasião da privatização da British Telecom, foi estendida no início dos anos 1990 ao setor de energia elétrica.

Essa extensão da nova forma de regulação não é de surpreender, face às críticas então existentes ao método tradicional de regulação. A discussão sobre os resultados do método tradicional da regulação pelo custo do serviço ou taxa de retorno, se intensificara desde o início dos anos 1960. Uma das apreciações mais importantes e críticas, foi feita por Harvey Averch e Leland Johnson, que publicaram um artigo em 1962, na *American Economic Review*, onde afirmavam que o método de regulação pela taxa de retorno poderia trazer prejuízos para o consumidor, por não atingir o máximo de eficiência e mesmo levar a investimento excessivo. Comenta Train:

*Averch and Johnson (1962) initiated one of the earliest and most influential investigations into the effects of regulation on the behaviour of a regulated firm. They argue that the most prevalent form of regulation currently applied to public utilities, rate-of-return regulation, induces the firm to engage in inefficiencies. These inefficiencies are the natural result of regulation, in that a firm that is attempting to maximize profits is given, by the form of regulation itself, incentives to be inefficient. Furthermore, the aspects of monopoly control that regulation is intended to address, such as*

---

<sup>42</sup> Por isso na Inglaterra, após a privatização do setor elétrico, em certo momento o regulador promoveu uma redução mais forte de tarifas, para capturar ganhos bastante elevados vigentes, acima do previsto.

*high prices, are not necessarily mitigated, and could be made worse, by the regulation". (TRAIN, 1994, p. 19)*

A regulação pela taxa de retorno poderia levar a investimento excessivo, pois se a empresa tem remuneração garantida sobre o investimento realizado, sempre que o custo de capital for menor do que a taxa de retorno oferecida, assegurada pela regulação, a empresa pode ganhar se investir mais do que o necessário, prejudicando o consumidor (efeito *Averch-Johnson*). Assim, a garantia de rendimento sobre o capital aplicado, prevista na regulação pela "taxa de retorno", exigirá que o regulador tenha certeza de que não está havendo sobre-investimento – o que é sempre difícil de avaliar, dada a assimetria de informações existente entre regulador e regulado. *Averch-Johnson* abriram uma discussão, corroborada por estudos posteriores, de que o método tradicional de controlar custos e lucro, garantindo uma taxa de remuneração sobre o capital aplicado, poderia criar distorções, estando sempre presente o risco de o consumidor estar pagando tarifas mais elevadas do que ocorreria com o uso de um melhor método de regulação <sup>43</sup>.

Desde então intensificara-se a busca de novos métodos de regulação, dentre os quais se destacou a regulação por incentivos, que busca diminuir o controle sobre as ações do regulado e reduzir os gastos com esse controle, criando estímulos para que a própria empresa se mova na direção desejada atingindo os resultados desejados pelo regulador – ao contrário da regulação tradicional, que necessita controlar e saber de modo permanente se o que a empresa regulada está fazendo atende o desejado pelo regulador, o que exige que se analise com maior profundidade hipóteses de crescimento do mercado utilizadas, justificativas de investimentos e despesas etc. Considerando que a empresa detém muito mais conhecimento específico de seu negócio e do mercado de atuação que o regulador, (assimetria de informações) dificilmente o regulador terá pleno sucesso no controle da empresa regulada, se esta não tiver estímulos para mover-se na direção pretendida pelo regulador.

Assim, foi essa percepção de que o regulador tenta, permanentemente, controlar a empresa por ele regulada, mas está sujeito aos prejuízos da "assimetria de informação",

---

<sup>43</sup> Ver a respeito: Pereira, Edgard A. – Regulação e mercado, in "Regulação Jurídica do setor elétrico", ed. Lúmen Júris, Rio de Janeiro, 2006.

que levou à busca da nova regulação por incentivos, em que a empresa regulada busca maior eficiência, em seu próprio benefício.

Nesse contexto, a regulação por “preço máximo” ou “teto de preços” (*price cap*) representou uma tentativa de resposta às ineficiências do método tradicional e a prática regulatória consistirá agora em fixar um preço inicial e, durante certo período, simplesmente reajustar esse preço pelo índice geral, deduzido um percentual representativo dos ganhos estimados de produtividade. A permanente realização de auditorias, fiscalizações e controle dos custos, do nível de investimentos e da sua efetiva necessidade, essenciais para evitar desperdícios no método de regulação pela taxa de retorno/custo do serviço, perdem relevância e a sua frequência de realização passa a ocorrer apenas por ocasião da revisão tarifária periódica, plurianual.

Na nova forma de regulação, ganham importância então a análise de indicadores associados a padrões de eficiência econômica exigidos (por exemplo, custos máximos unitários admitidos para uma dada atividade), e dos resultados representativos do correto cumprimento das obrigações contratuais na qualidade da prestação do serviço. Parâmetros e metas referentes à qualidade do serviço, seja no aspecto técnico ou de atendimento comercial, controlam de modo direto a qualidade do serviço prestado e do “produto” fornecido (a energia elétrica) e, de modo indireto, os níveis de investimento e gasto em manutenção, pois a insuficiência destes acabará inevitavelmente por se refletir na degradação dos indicadores sob controle.

Para alguns autores, a regulação seria um substituto da inexistência da concorrência; assim, a regulação seria como uma “mão visível” no contexto de prestação de serviço em regime de monopólio, onde inexistente a “mão invisível” figurada por Adam Smith para representar a concorrência do mercado. Nas palavras de Train:

*The purpose of regulation is to ensure socially desirable outcomes, when competition cannot be relied upon to achieve them. Regulation replaces the invisible hand of competition with direct intervention – with a visible hand, so to speak.*

*The term "visible hand" is actually quite appropriate. The regulator must work through the firm inducing the firm to produce the desired output. If the regulator had complete information, it could simply mandate the optimal outcome, ordering the regulated firm to produce a certain amount of output with a particular set of inputs and sell the output at a specified price. (TRAIN, 1994, p. 2; grifos nossos)*

Para Littlechild (2001), participante ativo da reforma das telecomunicações e da indústria da eletricidade na Inglaterra, que comandou a agência inglesa de regulação do serviço de eletricidade por vários anos após a reforma, em vez de tentar em vão reproduzir ou "mimetizar" (*mimic*) uma situação de concorrência, caberia à regulação simplesmente apropriar, para o consumidor, uma parte dos ganhos excedentes que inevitavelmente permanecem com a empresa regulada, monopolista, no método tradicional de regulação:

*Many commentators, both economists and non-economists, have asserted that the purpose of utility regulation, and of price cap in particular, is to mimic the operation of the competitive market. I myself have never claimed that. I agree with Mises about the difficulty of predicting what a competitive market price could be, particularly in markets characterised by heavy capital investments that are location-specific and have long asset lives. One reason for regulation is precisely because such markets do not operate in the same way as the more familiar commodity markets do. So what if the aim is to set not a competitive price, but rather a maximum price that is somewhere between the monopoly and competitive levels ? In Mises' words, this would need to be 'applied with very great caution within a narrow margin' in order to 'safeguard the smooth functioning of social co-operation'. Mises gives us no reason to suppose that such a device applied to the utility sector will not work, other than the assertion that such incursions into interventionism and the 'social market economy' will ultimately lead to socialism" (LITTLECHILD, 1999, p. 5 e 6)*

Littlechild (1999) não se ilude, portanto, com a perspectiva de fixação pelo regulador, de preços equivalentes aos de níveis competitivos, mas sim preços que permitam capturar para o consumidor ao menos uma parte dos ganhos do monopólio. Os resultados insuficientes da regulação tradicional pelo "custo do serviço" ou "taxa de retorno", levaram à regulação baseada em desempenho e ao regime de preço máximo (*price cap*), para introduzir na indústria de eletricidade a pressão por inovações redutoras de custo, cujo repasse acaba por favorecer o consumidor.

Essa seqüência - “inovação - redução de custos - redução de preços” - faz lembrar Schumpeter ao discutir, em “Teoria do Desenvolvimento Econômico”, o mecanismo da inovação num ambiente competitivo <sup>44</sup>. As novas combinações, mais produtivas, ao serem introduzidas, permitem ao “empresário inovador” obter durante certo período lucros acima do retorno normal. Entretanto, à medida que o uso dessas inovações se dissemina entre as empresas, à medida que se generaliza no processo produtivo o uso dessas novas formas de combinação mais eficientes, o processo de competição no mercado leva à queda de preços e à obtenção de retornos normais – a menos que combinações mais produtivas sejam continuamente introduzidas, permitindo assim sustentar ganhos adicionais <sup>45</sup>. No processo competitivo, há um estímulo contínuo à inovação pela empresa, em busca de redução de custos e maiores lucros, o que redundará em menores preços, ao longo do tempo, favorecendo os consumidores.

Para Schumpeter, ao buscar maiores lucros as empresas introduzem combinações de maior eficiência (novos processos de trabalho, melhorias tecnológicas etc. – numa palavra, inovações) e essa contínua busca por maiores lucros faz com que inovações sejam constantemente introduzidas na economia capitalista, substituindo formas anteriores, menos eficientes, de produzir, e a transformam na “máquina de crescimento” citada em “*Capitalismo, Socialismo e Democracia*”. Enquanto as inovações não são disseminadas, os preços não caem, e a empresa obtém lucro maior que os seus competidores.

Assim, mesmo num mercado competitivo, empresas inovadoras obtém maiores lucros (retorno acima do normal) durante determinado período de tempo – até que as combinações mais eficientes se disseminem, se tornem de uso generalizado, e o processo de competição faça os preços caírem.

---

<sup>44</sup> Schumpeter, J.A. – “Teoria del Desarrollo Económico – una investigación sobre ganancias, capital, crédito, interés y el ciclo económico”, ed. Fondo de Cultura Económica, México, 1944, cap. IV – “La ganancia del empresario”.

<sup>45</sup> Marx apresenta a busca de “mais valia extraordinária” e a concorrência como o motor do incessante desenvolvimento das forças produtivas. Marx, C. *El Capital – Crítica de la economía política*, ed. Fuentes Cultural, México, 1948, Livro I, Capítulo Decimo – ‘Idea de la plusvalía relativa’, p. 339-340.

É possível assemelhar o mecanismo da nova forma de regulação econômica, por preço máximo (*price cap*), aplicável às empresas distribuidoras monopolistas que atendem consumidores cativos, ao mecanismo descrito por Schumpeter:

- o teto de preços (*price cap*) fixado inicialmente opera como se fosse o limite imposto pelo mercado numa situação competitiva;
- a correção do “preço-limite” fica restrita à evolução do índice de preços ao consumidor, e assim estende ao monopolista regulado que atua na distribuição de eletricidade as condições de fixação de preços vigentes em outros mercados, inclusive os competitivos, refletidas nos bens e serviços considerados no índice de preços usado como referência;
- o “fator X”, reduzidor aplicado ao índice de preços utilizado na correção dos preços (que reduz a correção das tarifas a RPI-X) opera como um mecanismo que transfere aos preços os ganhos de eficiência decorrentes das inovações disseminadas; os ganhos de eficiência superiores são capturados como maiores lucros pela “empresa inovadora” que introduz combinações mais produtivas;
- na revisão tarifária periódica, os ganhos de eficiência adicionais, não capturados pelo fator “X”, são transferidos ao consumidor com a fixação de novos preços (*re-setting*);

A possibilidade de retenção de lucros adicionais, devido a um desempenho superior a eficiência estimada pelo regulador por ocasião da fixação do valor de “X”, constitui o atrativo para a empresa regulada ser eficiente, como em mercados competitivos.

Ao fixar o reduzidor (fator “X”) para capturar os ganhos de produtividade e eficiência, o regulador pressiona a empresa a obter ganhos de eficiência, não se acomodar e reduzir custos. Admitindo que os seus custos evoluem na mesma proporção que o índice de reajuste, o ganho de eficiência perseguido a cada ano pela empresa deve ser igual ou superior ao fator “X” deduzido do índice usado na correção de tarifas, sob pena de seu lucro sofrer uma redução.

Sob o aspecto macroeconômico, ao impedir a evolução das tarifas acima da evolução desse índice geral, o regime “price cap” neutraliza a variação tarifária como um fator de pressão altista da inflação.

Um relatório preparado pela *National Association of Regulatory Utilities Commissioners* (Associação Nacional de Comissários Reguladores), dos EUA, “*Performance based regulation for distribution utilities*” assim comenta as novas formas de regulação por incentivos:

*The term performance based regulation is the most recent in a long line of vocabulary used to describe regulatory approaches that rely on financial incentives and disincentives to induce desired behaviour by a regulated firm. The desired behaviours, or outcomes, are generally 1) lower costs, 2) improved service, and 3) more rational allocation of risks and rewards. The renewed interest in PBR largely reflect the dissatisfaction with cost-of-service or rate-of-return regulation, especially the perception that the cost-of-service regulation stifles utility innovation and cause utility managers to be more responsive to regulators than to customers. PBR may also be pursued by utilities seeking higher profits, more flexibility, or less risk*<sup>46</sup> (NARUC, 2000, p. 05)

Sobre a regulação “teto de preços” diz Littlechild:

*(...) the principal method we have developed to regulate UK utilities has been an improvement over the traditional method of regulating US utilities (...) As it is well-known we have focused on prices rather than profit. The RPI-X price cap allows prices to increase (or requires prices to decrease) at X per cent below the Retail Price Index (...) for a specified number of years. This gives assurance to investors, managers and customers. It also gives greater efficiency incentives to companies in the short term. Customers benefit from the prospect of the resulting increased efficiency being passed to them over time, when the price cap reset. Where necessary, prescribed*

---

<sup>46</sup> “A expressão ‘regulação baseada no desempenho’ (*performance based regulation*) é a mais recente de uma longa lista de vocábulos utilizados para descrever abordagens regulatórias apoiadas em incentivos ou desincentivos para induzir o comportamento desejado da firma regulada. Comportamentos, ou resultados desejados, geralmente são 1) custos menores, 2) melhor serviço, e 3) alocação mais racional de riscos e recompensas. O interesse renovado na PBR reflete a insatisfação com a regulação pelo custo- do-serviço ou taxa-de-retorno, especialmente a percepção que a regulação pelo custo-do-serviço sufoca a inovação e leva os administradores das utilities a serem mais sensíveis aos reguladores que aos clientes”.

*minimum standards can ensure that cost and price reductions are not in expense of quality of service.* <sup>47</sup> (LITTLECHILD 1999, p.10)

Train (1994) <sup>48</sup> lembra que na regulação por teto de preço (*price cap*) o regulador estabelece uma tarifa máxima, podendo não obstante ser praticada uma tarifa menor; observado o limite máximo de preço, todo o ganho obtido pertence à firma regulada e, assim, não há limitação ao lucro adicional, assim como não há compromisso com um resultado mínimo ou compensação por menor resultado. Na regulação pelo custo-do-serviço, ou taxa-de-retorno, a gestão ineficiente de custos, ou sobre-investimento de capital podem estar sendo recuperados e remunerados pela taxa de remuneração do capital assegurada - a menos que o regulador consiga detectar tais problemas. Do mesmo modo, nesta forma de regulação tradicional, eventuais ganhos de eficiência adicionais são capturados para respeitar o limite estabelecido para a taxa de remuneração.

No regime de "*price-cap*" em que o regulador especifica a correção dos preços por um índice de preços exógeno, externo, e faz uma revisão de preços em intervalos maiores, podendo alterá-los para mais ou para menos, com base no custo efetivo, demanda e a rentabilidade da firma, conclui Train:

*(...) if the price cap is fixed (or if it changes in a way that is exogenous to the firm), the firm will produce with the cost minimizing input mix, invest in cost-effective innovation and adjust optimally to changes in cost. The reason is clear: the firm is allowed to retain as profit any cost reduction that it achieves and, consequently, it will choose to produce efficiently* <sup>49</sup> (TRAIN, 1994, p. 318)

Woolf e Michals (1995) por sua vez observam:

---

<sup>47</sup> “..o método principal que desenvolvemos para regular ‘utilities’ no Reino Unido foi uma melhoria sobre o método tradicional de regulação das ‘utilities’ nos EUA (...) Como é agora bem sabido, focalizamos nos preços em vez de lucros. O teto máximo RPI-X permite aos preços aumentar (ou exige que os preços diminuam) a X por cento abaixo do RPI (Índice de Preços ao Consumidor – *Retail Prices Index*)... por um determinado número de anos. Isso propicia segurança aos investidores, administradores e consumidores. Traz também maiores incentivos à eficiência para as empresas no curto prazo. Os consumidores se beneficiam da perspectiva da eficiência ampliada resultante ser repassada a eles ao longo do tempo, quando o teto de preços é revisto. Onde necessário, padrões mínimos prescritos podem garantir que as reduções de custo e preço não ocorram às expensas da qualidade”.

<sup>48</sup> Grifos nossos, JBSAF.

<sup>49</sup> “(...) se o teto de preço é fixo (ou se varia de modo exógeno à firma), a firma produzirá com a combinação de insumos de mínimo custo, investirá em inovação custo-eficiente, e se ajustará otimamente às mudanças de custo. A razão é clara: a firma pode reter como lucro quaisquer reduções de custo que conseguir e, em consequência, vai escolher produzir de modo eficiente”.

*The most commonly discussed comprehensive PBR mechanism is the price cap. The goal of price caps is to control electricity prices, as opposed to rates of return. Price caps differ from traditional ratemaking in two fundamental ways. First, prices are put in place for longer periods of time (e.g. five to six years), than is usual between rates cases. The longer periods are intended to provide incentives to reduce costs. If the utility can keep its cost below those implied by the cap, then it can keep the difference as profits. Conversely, if costs escalate above those implied by the cap, its profits will suffer. Second, utilities are allowed to lower their prices to some customers, as long as all prices stay within the cap. This allows utilities flexibility to provide competitive price discounts to customers that might otherwise leave the utility system. Even if price cuts are mostly for the largest customers, it is assumed that smaller customers are still better off as long as the original cap is set sufficiently low (WOOLF e MICHALS, 1995, p. 66)*

Assim, na regulação por teto de preços o objetivo de “forçar” a empresa a buscar ganhos de eficiência será fortalecido; caso seus custos se elevem acima da variação do índice utilizado para correção dos preços (do qual será deduzido o fator referente aos ganhos de eficiência e produtividade previstos, “fator X”), ela perderá parte de seus lucros; se obtiver ganhos de eficiência que impliquem redução de custos maiores do que a variação do índice de correção adotado, deduzido do “fator X”, fará jus a maiores lucros até a próxima revisão tarifária periódica. O objetivo de reduzir os “custos de transação”, provocados por revisões mais frequentes das tarifas que ocorrem na regulação convencional por taxa de retorno, é atingido ao se fixar intervalos mais longos para a revisão tarifária, na regulação por preço máximo (4, 5 ou 6 anos).

Vale notar, entretanto, que na regulação por preço máximo o problema da “assimetria de informação” pode aparecer na revisão tarifária periódica – quando, inevitavelmente, o regulador deve avaliar a situação da empresa para fixar um novo limite máximo de preços (*price cap*), necessitando para tanto analisar os custos, o montante de capital aplicado, a taxa real de remuneração obtida, etc. como ocorre numa regulação convencional pela “taxa de retorno”. Para contornar esse problema, um método utilizado é o estabelecimento de referências (*benchmarks*) comparativas com outras empresas

existentes – o que, não obstante, requer que sejam consideradas diferenças entre mercados, entre condições de prestação do serviço, etc. para assegurar sua aplicabilidade.

Um método alternativo desenvolvido foi a criação de uma empresa virtual, atendendo a parâmetros de custos por tipo de atividade, requisitos de produtividade e de qualidade estabelecidos pelo regulador, e operando em condições similares à da empresa regulada, cujos custos operacionais servirão como referência para a fixação dos custos reconhecidos para a empresa real <sup>50</sup>.

O valor do capital investido a remunerar é calculado a partir do valor de reposição dos ativos em serviço, calculado “a preços de mercado”, e deduzida a depreciação proporcional ao seu tempo de utilização (ou seja, não se utiliza o valor histórico ou valor de aquisição contábil corrigido). Essa metodologia considera, portanto, que o capital a ser recuperado equivale ao valor dos equipamentos de mesma natureza que, concretamente, esse capital assumiu no processo produtivo – e devem ser repostos ao final de sua vida útil. O problema da atualização monetária do valor de aquisição, pelo uso de algum índice, é eliminado ao se utilizar o preço de reposição a valor de mercado. Se ao longo do tempo houver quedas reais de preços desses bens, devido a ganhos de eficiência e produtividade nas indústrias que produzem os bens de capital utilizados, isso beneficiará o consumidor, ao se refletir em menor valor do capital a ser recuperado (via depreciação), e da remuneração incidente, que são incorporados no cálculo das novas tarifas<sup>51</sup>. A remuneração correspondente é atualizada pelo mesmo índice de correção da tarifa sujeita ao *price cap*, ou seja, tal metodologia constitui proteção contra distorções decorrentes da mera consideração de valores contábeis históricos, não corrigidos, no cálculo das tarifas durante o período de concessão do serviço, geralmente bastante longo.

---

<sup>50</sup> Esse procedimento, que implica em construção de uma “empresa de referência” ou “empresa-modelo”, foi utilizado pioneiramente no Chile, desde os anos 80, no cálculo do chamado “*Valor Agregado de Distribución*”, a parcela que cabe à distribuidora para cobertura de seus custos operacionais e remuneração, e somada aos custos de insumos e outros custos externos à distribuidora, permite fixar o valor da receita de vendas a ser obtida, para conseqüente fixação dos preços.

<sup>51</sup> No caso brasileiro, a forte redução da proteção aduaneira nos anos 90 (estimulando a competição através de importações e barateando os equipamentos), combinada às distorções decorrentes do longo processo inflacionário (que afetou a adequada correção dos valores contábeis dos ativos), bem como o eventual superfaturamento dessas aquisições, implicou reduções por vezes significativas do valor dos ativos, no processo de revisão tarifária ocorrido em 2003/4, com a adoção do critério de Custo de Reposição a Valor de Mercado. Ver Peano, C. , op. cit.

Mas a sistemática de cálculo do valor do capital aplicado a ser recuperado e remunerado, com base no valor de mercado (preço de reposição) do conjunto de bens envolvidos na prestação do serviço, pode gerar divergências, pois para o investidor essa conversão do valor do capital-dinheiro em um conjunto de bens de capital foge à lógica de valorização do capital como massa de dinheiro a ser incrementada, e a sujeita aos riscos de “desvalorização” provocada pela flutuação de preços dos bens concretos representativos do capital aplicado <sup>52</sup>.

Na regulação por preço máximo, uma importante questão refere-se a qual índice escolher para corrigir o preço máximo, entre as revisões tarifárias. Embora a escolha de um índice setorial que representa produtos que compõem os custos das empresas reguladas, tenha a vantagem de maior aderência por impedir distorções que a utilização de um índice geral pode trazer, ao mesmo tempo acaba provocando uma situação de mais fácil acomodação das empresas, pois seus custos estão variando em sintonia com o índice adotado – o que é bastante semelhante à regulação pelo “custo do serviço”, a diferença residindo apenas que nesta trata-se de corrigir tarifas utilizando os custos reais de cada empresa, e não custos setoriais. A escolha de um índice geral tem a vantagem ‘macroeconômica’ de limitar a evolução das tarifas à inflação medida por esse índice, ou seja, impedir que as tarifas pressionem a inflação, acomodando-as à evolução geral dos preços que constituem o índice escolhido, além de obrigar o setor regulado a conter seus preços segundo a taxa média de elevação do conjunto de preços da economia, dentre os quais inclui-se setores competitivos. Mas com o uso de um índice geral podem ocorrer desequilíbrios, caso os custos de operação, por qualquer razão, sofram impactos significativos superiores aos refletidos pelo índice, impondo uma carga adicional de pressão sobre a remuneração da empresa e levando-a ao prejuízo ou, vice-versa, propiciando

---

<sup>52</sup> O “capital em geral” – que obtém valorização enquanto massa de dinheiro, sem considerar as particulares formas de valores de uso assumidas no processo de valorização – somente se encontra no processo de “capital a juros”, o circuito D-D’; na verdade, um processo de “capital fictício”, pois a valorização do capital supõe a transformação do capital-dinheiro em capital em funções, em capital-mercadorias e o retorno à forma de capital-dinheiro.

ganhos extraordinários se a evolução do índice utilizado para corrigir as tarifas for muito superior aos custos da empresa.<sup>53</sup>

Outro problema a ser evitado, sob a sistemática de correção das tarifas por teto máximo de preços (*price cap*) são aumentos dos custos sobre os quais a empresa não possui nenhum controle, os *custos não-gerenciáveis*. Para evitar isso, segregam-se os custos operacionais que estão sob controle da empresa (chamados custos gerenciáveis) dos custos não-gerenciáveis (exemplo: alterações da incidência tributária). Para estes custos, em que se reconhece impossível a gestão da empresa, pode admitir-se o repasse às tarifas (*pass-through*), ficando assim a aplicação do “cap” (índice) circunscrita aos chamados “custos gerenciáveis” sob gestão da empresa, cujo esforço para seu controle é necessário e fundamental nesse regime de regulação.

## **A regulação e a qualidade do serviço**

Na modalidade de regulação econômica por preço máximo (*price cap*), inexistente garantia de obtenção de uma taxa de retorno assegurada entre as revisões tarifárias, pois entre as revisões as tarifas serão reajustadas com base no *índice de preços previsto no contrato menos o percentual de eficiência e produtividade estimado* (fator X). A taxa de retorno só é re-calculada durante a revisão tarifária, quando as tarifas podem ser revistas e re-estabelecidas - para permitir que a taxa de retorno seja reduzida, ou recuperada, caso tenha sido reduzida entre as revisões de modo indesejado, e para transferir ao consumidor os ganhos excedentes à taxa de retorno que não foram capturados entre as revisões pelo

---

<sup>53</sup> Como ocorreu no Brasil com a adoção como índice de correção do IGPM - Índice Geral de Preços da Fundação Getúlio Vargas, uma média ponderada de três outros índices (Índice de Preços no Atacado, peso 60%; Índice de Preços ao Consumidor, peso 30%; e Índice de Custo a Construção Civil, peso 10%). Quando de sua escolha e inserção nos contratos de concessão (final de 1994 e início de 1995, ano em que ocorreu a primeira privatização, da distribuidora federal Escelsa) não se podia prever vantagem em favor dos investidores. Porém, qualquer variação nos preços de “commodities” no mercado internacional (que nada tem a ver com os custos setoriais), afetaria a correção das tarifas, assim como uma desvalorização cambial. O desequilíbrio nas contas externas devido à “âncora cambial” do Plano Real, sobre-valorizada, culminou em forte depreciação cambial após 1999, com significativo impacto de alta nos preços do atacado (o índice com maior peso no IGPM), propiciando ganhos extras decorrentes de uma correção tarifária muito superior à alta dos custos setoriais.

“fator X”, devido ao desempenho superior da concessionária em termos de eficiência de gestão ou por ganhos de produtividade superiores ao previsto.

Como todo ganho adicional entre as revisões tarifárias pertence à concessionária, sob a forma de lucros extraordinários, e esse é o mecanismo previsto, nessa modalidade de regulação, para incentivar a busca de mais eficiência (primeiramente apropriada sob a forma de maiores lucros, e depois transferida para o consumidor por meio de redução das tarifas na revisão tarifária), torna-se necessário, nessa modalidade de regulação, impedir que em busca de maior lucro, os custos não sejam reduzidos às expensas da qualidade do serviço, ou seja, que a degradação da qualidade não seja utilizada para reduzir custos.

Na regulação tradicional pelo “custo do serviço”, com taxa de lucro assegurada e limitada, como as tarifas reconhecem os custos incorridos, esse problema não está presente: a concessionária não tem incentivo para reduzir seus custos às expensas da qualidade, já que todos os custos são repassados às tarifas e um eventual excesso de remuneração será descontado, não havendo portanto estímulo a degradar a qualidade.

Armstrong e outros (1999, pg. 180) comentam:

*"Both theory and evidence of BT's quality problems in the early years after privatization indicate that a price-cap must be supplemented by quality regulation. Littlechild stated in his report on telecommunications (1983, 35) that 'it would be sensible to ensure that quality of service did not deteriorate as a result of the tariff reduction scheme'. Rovizzi and Thompson (1992) outline four alternatives mechanisms for regulating quality. First, the firm could be required simply to publish measures of quality. Second, a measure of quality could be included explicitly in the price cap. Third, customer compensation schemes could be set up. These work only if quality failures can be easily verified. Finally, minimum quality standards could be specified and backed by explicit legal sanctions (including fines or revocation of the license) or by implicit threats to revise the price cap.<sup>54</sup> (obs. BT é a British Telecom, JBSAF)*

---

<sup>54</sup> Armstrong, M.; Cowan, S. & Vickers, J – “Regulatory Reform – economic analysis and British experience” , The MIT Press, Cambridge, Mass., 5<sup>th</sup> printing, 1999.

Assim, para evitar eventuais problemas de degradação da qualidade sob a regulação *price cap*, os contratos devem prever indicadores da qualidade do serviço a respeitar, seja quanto ao produto “em si” (a energia elétrica entregue) seja quanto ao atendimento comercial que é prestado (serviço ao consumidor).

As “pautas de qualidade”, ou “anexos de qualidade” são parte essencial e indispensável nos contratos de concessão e estabelecem limites e parâmetros a serem observados e penalidades associadas ao seu descumprimento. Esses limites podem ser periodicamente revistos, estabelecendo patamares para uma melhoria progressiva na direção de uma meta desejada.

Outro aspecto importante refere-se à educação do consumidor e ações promotoras do uso racional e a conservação de energia, como atividades que podem também ser previstas como obrigação da concessionária, visto que sob essa regulação o desperdício ou uso inadequado significam maior consumo e favorecem a concessionária.

A regulação da qualidade do serviço visa também assegurar níveis de investimento adequados. Uma vez mais, como na regulação *price cap* os ganhos extraordinários entre revisões pertencem à firma regulada, e não são feitas correções de tarifas entre as revisões para eventual ajuste de remuneração, há o risco de ocorrer sub-investimento, ou “postergação” dos investimentos para um momento mais próximo da revisão, quando então eles serão reconhecidos para o *re-set* tarifário e só então passarão a ser remunerados. As pautas de qualidade podem incluir indicadores que permitem monitorar eventuais efeitos negativos atribuíveis a investimentos insuficientes.

A situação oposta ocorre na regulação pelo “custo do serviço”: a taxa de retorno garantida traz o risco oposto, de *sobre-investimento*, sempre que essa taxa de retorno for superior ao custo de capital (efeito Averch-Johnson)<sup>55</sup>. Assim, além dos indicadores de qualidade para captar de modo indireto o problema do sub-investimento na regulação

---

<sup>55</sup> Ver a respeito: Train, K., op. cit., cap. 1: “The Averch-Johnson Model of Rate of Return Regulation”; e Viscusi, W.K et al., op. cit. pág. 387-391.

“price cap”, também podem ser fixados diretamente níveis de investimento mínimos pelo regulador, a serem observados pela firma regulada.

O prazo entre as revisões assume uma importância grande na regulação de teto de preços. Se o prazo for muito longo, caso não se disponha de mecanismos de acompanhamento adequados, criam-se condições desfavoráveis que podem ter efeitos negativos para o consumidor, pois a firma regulada terá maior estímulo para operar no sentido de aumentar os seus ganhos extraordinários e poderá utilizar procedimentos que podem afetar negativamente a qualidade do serviço. Já um prazo muito curto entre as revisões pode tornar o estímulo à busca de maior eficiência dessa modalidade de regulação menos atrativo (visto que os ganhos logo são transferidos ao consumidor), ou ineficaz para promover certas inovações (se o período de tempo necessário para remunerar o investimento nessas inovações for maior que o período entre as revisões).

## **Capítulo 3**

### **A reforma do setor elétrico brasileiro**

## Setor elétrico brasileiro: evolução, estatização e crise dos 80

A exploração econômica da eletricidade surgiu no Brasil nas duas últimas décadas do século XIX, com a implantação de empreendimentos isolados sob controle privado. A rápida expansão da demanda pelo novo serviço, para iluminação e para servir como força motriz em estabelecimentos industriais, levou ao surgimento de pequenas empresas, de âmbito local ou regionalmente restrito, cuja atuação se dava sob licença do município em que os serviços estavam localizados.

O desenvolvimento de centros urbanos de maior porte e dinamismo atraiu ao País, na virada do século XIX para XX, o grupo canadense que constituiu em 1899 a empresa *São Paulo Tramway Light and Power Co.*, em 1904 a empresa *Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co.* e em 1910 a *São Paulo Electric Company Ltd.* Em 1912 essas empresas passaram a ser controladas pela *holding* constituída no Canadá *The Brazilian Traction Light and Power Co. Ltd.* Em seu desenvolvimento, a área de atuação do grupo englobou o Rio de Janeiro (então capital do País) e vizinhanças, seguindo pelo Vale do Paraíba até São Paulo, estendendo-se para o litoral da região de Santos (porto de saída do café) e para o interior até Jundiaí (entroncamento ferroviário do interior para destino a Santos) e Sorocaba (importante centro fabril têxtil). Além dos serviços de energia elétrica a empresa canadense concentrava também outros serviços públicos no eixo Rio São Paulo, a região mais desenvolvida do país (o mais importante era o transporte público em bondes)<sup>56</sup>. (PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, 2006)

Em 1907 ocorreu a primeira tentativa de regulação federal da indústria de eletricidade no Brasil, com o envio à Câmara dos Deputados de um projeto de lei preparado pelo jurista Alfredo Valladão, no mesmo ano em que surgiam nos EUA nos estados de Wisconsin e New York as primeiras comissões estaduais reguladoras de

---

<sup>56</sup> “Panorama do setor de energia elétrica no Brasil” (coord. Paulo B. de Barros Cachapuz, Rio de Janeiro, Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 2006, faz exaustivo histórico do setor elétrico no Brasil.

serviços públicos (*Public Utilities Comissions*)<sup>57</sup>. Entretanto, esse projeto “estacionou” na Câmara dos Deputados e não foi aprovado<sup>58</sup>.

No segunda metade da década de 1920 chega ao Brasil a AMFORP - American and Foreign Power Company, adquirindo diversas empresas que prestavam serviços de eletricidade em cidades do interior de São Paulo e em centros urbanos de maior expressão nas demais regiões do País. A AMFORP pertencia ao grupo norte-americano Electric Bond and Share Corporation<sup>59</sup>.

*O vigoroso movimento de concentração empreendido pela Light e Amforp na segunda metade dos anos 1920 determinou profundas alterações no quadro da indústria de energia elétrica no Brasil. Assim, em 1930, praticamente todas as áreas mais desenvolvidas do país e também aquelas que apresentavam maiores possibilidades de desenvolvimento, caíram sob o virtual monopólio das duas grandes empresas estrangeiras”. (PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, 2006, p.89)*

A década de 1930, com a grande crise econômica mundial e a ruptura do pacto de poder no Brasil trouxe importantes alterações. No governo Getúlio Vargas, a regulação federal foi afinal implantada no Brasil com a aprovação do “Código de Águas” de 1934 (Decreto nº 24.643), novo projeto preparado por uma comissão coordenada pelo jurista Alfredo Valladão, autor de projeto de legislação não aprovado de 1907. A legislação federal sobre exploração do serviço de eletricidade visava dotar o País *“de uma legislação adequada, que, de acordo com a tendência atual, permita ao poder público controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas”* (CÓDIGO DE ÁGUAS, 1980, p. 79). Seu ponto principal consistia, nas palavras do jurista Alfredo Valladão na *“ampliação do domínio público e do domínio federal sobre as águas e a regulamentação da indústria hidrelétrica”* (VALLADÃO, 1980, p.78). No entanto, 23 anos ainda iriam transcorrer até a regulamentação da prestação do serviço público de energia elétrica, realizada pelo Decreto nº 41.019, em 1957.

---

<sup>57</sup> Nos EUA, a autonomia federativa confere aos estados a prerrogativa de regulação em seus territórios. Sobre o surgimento das primeiras comissões reguladoras nos EUA, ver Stoft, S., op. cit.

<sup>58</sup> Sobre a primeira tentativa de regulação o serviço de energia elétrica no Brasil, ver Valladão, A., prólogo ao Código de Águas de 1934.

<sup>59</sup> Ver “Panorama...” cit. pág. 83 e seguintes. Até 1925 a Electric Bond and Share Co. pertenceu à General Electric Co. a companhia fundada pelo inventor e empresário Thomas Edison.

O Código de Águas considerava as forças hidráulicas propriedade federal, condicionava sua exploração à aprovação federal (Poder Concedente) e trazia uma regulamentação bastante rígida, quanto às empresas prestadoras do serviço. Como método de regulação econômica, o Código adotou o princípio do "serviço pelo custo", já adotado então amplamente nos EUA, em que tarifas são fixadas de modo a permitir ao prestador do serviço integral ressarcimento do custo incorrido para a prestação do serviço (incluídos no custo a depreciação, mais o lucro, ou remuneração do capital líquido aplicado, calculada à taxa anual de 10%, arbitrada pelo Estado, Poder Concedente).

O Código de Águas previa a exploração dos serviços de eletricidade por capitais privados, dada a escassez de recursos do Estado, mas essa exploração por capitais privados deveria ser temporária, por entender que a prestação do serviço pelo Estado teria menor custo, como então demonstrava a experiência dos EUA. Para viabilizar a transferência da propriedade dos ativos do serviço de eletricidade para o Estado foi criado um encargo, denominado Reserva de Reversão, incluído na tarifa e correspondente a 3% do valor do capital aplicado, que ficava à disposição da empresa como fonte de recursos para financiamento (o Fundo de Reversão). Assim, ano após ano, o saldo devedor da empresa junto ao Fundo de Reversão era capitalizado com juros devidos, e acrescentado do fluxo anual de recursos do encargo (Reserva de Reversão), gerando assim os meios para viabilizar a transferência da propriedade privada para o Estado, após decorrido o prazo de 30 anos de concessão.

Em 1933, com a edição do Decreto nº 23.501<sup>60</sup> chegava ao fim a "cláusula-ouro", aplicada na fixação de tarifas de energia elétrica e outros contratos de prestação de serviços públicos. A fixação de tarifas em moeda nacional, mas tendo como contrapartida a referência ao ouro, representava uma garantia e proteção aos investidores. O Código de Águas previu como metodologia de cálculo das tarifas o "serviço pelo custo" – que incluía a

---

<sup>60</sup> Em seus três artigos, o Decreto 23.501/33 estabelecia: "Art. 1º É nula qualquer estipulação de pagamento em ouro, ou em determinada espécie de moeda, ou por qualquer meio tendente a recusar ou restringir, nos seus efeitos, o curso forçado do mil réis papel. Art. 2º A partir da publicação deste decreto, é vedada, sob pena de nulidade, nos contratos executáveis no Brasil, a estipulação de pagamento em moeda que não seja a corrente, pelo seu valor legal. Art. 3º O presente decreto entrará em vigor na data de sua publicação, devendo seu texto ser transmitido aos intervenientes para publicação imediata, revogadas as disposições em contrário, incluídas as de caráter constitucional." (grifo nosso).

recuperação dos custos operacionais mais a remuneração calculada tendo como base os investimentos realizados a custo histórico (valor original, sem reajuste). O fim da cláusula-ouro gerou reclamações fortes e crescentes das empresas por afetar o resultado das empresas de serviços de eletricidade.

A insuficiência de investimentos na expansão da geração (face ao vigoroso crescimento da demanda de energia elétrica decorrente da urbanização e do crescimento industrial) e a percepção do caráter estratégico da indústria de eletricidade para o desenvolvimento (que em vários países levou à penetração direta do Estado na atividade pós-2ª. Guerra Mundial <sup>61</sup>) fomentaram, a partir de meados dos anos 40 e ao longo dos anos 50 o surgimento de empresas estatais federais (CHESF, FURNAS) e estaduais (CEMIG em Minas Gerais, CEEE no Rio Grande do Sul, COPEL no Paraná, CELUSA, CHERP, USELPA e BELSA em São Paulo, dando origem à CESP em 1966), que passam a investir na geração de eletricidade e ganham importância crescente como agentes setoriais <sup>62</sup>.

A instituição em 1954, no final do 2º. Governo Vargas, do Fundo Federal de Eletrificação, constituído com recursos do então criado IUEE - Imposto Único sobre a Energia Elétrica e recursos do Tesouro, e gerido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico- BNDE, deu forte impulso ao financiamento setorial. Os recursos do IUEE eram divididos entre a União (40%), Estados e Municípios (60%) e convertidos em subscrição de capital das empresas concessionárias; além disso, os estados passaram a destinar também recursos adicionais para financiar suas empresas e os Planos Estaduais de Eletrificação.

A importância atribuída à expansão da eletricidade tornou-se patente na segunda metade dos anos 50, como um dos pilares do Plano de Metas do governo de Juscelino, que assentou as bases da "industrialização pesada" brasileira <sup>63</sup>.

---

<sup>61</sup> Na Europa, ocorreu estatização ("nacionalização") na França, Inglaterra e Itália; quanto aos EUA, a regulamentação estatal cresceu fortemente desde a década de 30, mas sem estatização.

<sup>62</sup> Sobre a penetração crescente do Estado no setor elétrico, ver Castro, Nivalde J. - "O setor de energia elétrica no Brasil: a transição da propriedade privada estrangeira para a propriedade pública", Dissertação de mestrado, IEI/UFRJ, Rio de Janeiro, 1995.

<sup>63</sup> "Sem dúvida, mais do que em qualquer outra atividade de base, é na expansão do suprimento de energia elétrica que repousa a superação do subdesenvolvimento nacional". (OLIVEIRA, J.K., 1955, p.71).

No início dos anos 60, o Empréstimo Compulsório cobrado dos grandes consumidores de energia elétrica trouxe para o setor novos recursos de financiamento, que passaram a ser geridos pela Eletrobrás, empresa federal cuja criação fora proposta em 1954 mas só aprovada em 1961, pela Lei nº. 3890-A. A Eletrobrás passa desde então a ter um papel de relevo no setor elétrico, assumindo as funções de gestora de recursos setoriais, além de holding das empresas concessionárias federais e coordenadora técnica do planejamento e expansão setorial. Observa-se, a partir de então, uma disputa crescente entre a Eletrobrás e suas geradoras e as empresas estaduais – tanto por recursos financeiros como pelos aproveitamentos para construção de usinas. A resistência das grandes empresas estaduais verticalmente integradas à pretendida “especialização de funções” – em que cabia à área federal a geração, e às empresas concessionárias estaduais a distribuição de energia elétrica – marcou também a história do setor elétrico brasileiro a partir dos anos 60<sup>64</sup>.

Também no início dos 60 o grupo norte-americano AMFORP decide deixar o País após conflitos no Rio Grande do Sul e a encampação de uma empresa de sua propriedade pelo governo desse estado. Após intensas negociações, que envolveram conversações inclusive entre os presidentes João Goulart e John Kennedy, a venda das empresas da AMFORP concretizou-se após o golpe militar de 1964, ficando sob controle da empresa federal Eletrobrás, constituída efetivamente em 1962 para fomentar a geração de energia elétrica e gerir os recursos financeiros setoriais, que assumiu também o papel de *holding* das empresas estatais federais<sup>65</sup>. A aquisição ampliou a participação estatal na indústria de eletricidade, que já vinha crescendo em razão do seu elevado volume de investimentos.

A aceleração da inflação no final dos anos 50 e início dos 60, na ausência de mecanismos adequados de atualização das tarifas, levou à deterioração da situação financeira das empresas do setor elétrico, que foi finalmente corrigida em 1964, com a política de “realismo tarifário”, a adoção da correção monetária dos ativos integrantes da base de remuneração e mecanismos de ajustamento periódico que, junto com a melhoria

---

<sup>64</sup> A criação de mais duas geradoras regionais, a Eletrosul (geradora federal na região Sul) em 1968, e a Eletronorte (geradora federal na região Norte) em 1974, e de Itaipu Binacional em 1975 afirmou o predomínio federal na geração.

<sup>65</sup> As atividades de distribuição de energia elétrica das empresas da AMFORP foram depois transferidas para as empresas estatais estaduais, pois face à divisão de funções perseguida pelo governo federal seu maior interesse estava nas atividades de geração.

das fontes de financiamento setoriais e extra-setoriais, criaram condições extremamente favoráveis para o setor elétrico viver seus “anos dourados” na década seguinte, marcada por declínio da inflação e pelo intenso crescimento econômico pós-1967.

Em 1971 a taxa de remuneração, até então fixada em 10% a.a. sobre o capital aplicado (chamado “investimento remunerável” e composto basicamente pelos ativos utilizados na prestação do serviço,), foi revista para 10 a 12% a.a. (Lei nº. 5655, regulamentada pelo Decreto 69.721). Embora mantendo a taxa mínima assegurada em 10% a.a. permitia-se, a partir de então, que eventual excedente de remuneração fosse retido pela concessionária. Ao mesmo tempo, no entanto, a lei estabeleceu que o encargo denominado Reserva de Reversão – criado em 1957 para gerar recursos para reversão da propriedade privada ao Estado, mas após arrecadado nas contas de energia era usado como fonte de financiamento pelas empresas concessionárias, sob nome Fundo de Reversão – devia, a partir de 1972, ser recolhida à ordem da Eletrobrás, que se tornava a gestora dos recursos centralizados como “Reserva Global de Reversão” (RGR).

Em 1974, a decisão de estabelecer tarifas iguais para a mesma classe de consumidor (residencial, comercial, industrial) em todo o território nacional levou à criação de um novo encargo, a Reserva Global de Garantia (RGG), também recolhido à ordem da Eletrobrás. A equalização tarifária visava reduzir as desigualdades regionais, reduzindo as disparidades tarifárias decorrentes da maior concentração de consumidores e menor custo do serviço por consumidor nos mercados do Sul-Sudeste.

O quadro favorável vivido pelo setor elétrico alterou-se paulatinamente, a partir da segunda metade dos anos 70. A contenção de reajustes tarifários para combater a inflação em aceleração após o término da fase de auge econômico, somada à desaceleração do crescimento da economia brasileira e à degradação da correção monetária usada para atualizar o valor dos ativos integrantes da base de cálculo da remuneração das empresas, coincidem com um período em que os investimentos do setor elétrico foram fortemente intensificados para atender as ambiciosas metas de expansão do II PND e favorecer a substituição de energéticos na segunda metade dos 70, devido ao “choque” do petróleo

(Lessa, 1998). Para compor os recursos necessários para financiar seus investimentos, as empresas passaram então a recorrer, de modo crescente, aos empréstimos e financiamentos do Exterior. No que se refere aos recursos de financiamento de origem setorial observou-se forte centralização na aplicação em favor das empresas do grupo Eletrobrás, associada ademais à crescente transferência de remuneração das empresas estaduais para as federais (Amaral Filho, 1991).

No final de 1978, desinteressado em permanecer na atividade, o grupo controlador da Light (a maior concessionária do País, sob controle privado) concretiza negociações com o governo federal para venda de suas empresas, que são transferidas à Eletrobrás. Completava-se desse modo a praticamente total estatização do setor elétrico brasileiro; sob controle privado só restaram as pequenas empresas que, em seu conjunto, não iam além de 4% das vendas de energia elétrica no País.

Em fins de 1979, o desequilíbrio no balanço de pagamentos do País, agravado pelo segundo “choque” do petróleo, levou os gestores da política econômica à decisão de promover uma “maxi-desvalorização” cambial de 30% (a inflação anual beirava então os 80%), com o objetivo de estimular as exportações e gerar superávits comerciais para pagamento dos juros e atender ao serviço da dívida. Para conter as repercussões da desvalorização cambial em uma economia fortemente indexada, a correção monetária foi pré-fixada em 50% para o ano de 1980, bem abaixo da inflação corrente <sup>66</sup>.

A desvalorização cambial teve impacto direto e imediato sobre as empresas endividadas em moeda estrangeira, dentre as quais despontavam as maiores empresas estatais do setor elétrico, e amplificou o valor em moeda nacional das dívidas contraídas em moeda estrangeira e os desembolsos de juros<sup>67</sup>. Esse quadro agravou-se com a elevação da taxa de juros pelo Federal Reserve Bank dos EUA, a partir de 1980, afetando o custo da dívida em moeda estrangeira contratada a taxas de juros flutuantes. Por sua vez, a degradação da correção monetária, fixada muito abaixo da inflação, afetou a correção

---

<sup>66</sup> Em 1980, a inflação medida pelo IGP atingiu 110%, para uma correção monetária prefixada em 50%.

<sup>67</sup> Para atenuar o impacto sobre a situação patrimonial das empresas, foi autorizado o registro da variação cambial excedente à inflação como um ativo diferido, para permitir sua recuperação a longo prazo.

dos ativos e a base de remuneração, enquanto a contenção tarifária era mantida para atenuar a explosão inflacionária.

Como a remuneração assegurada legal mínima de 10% não era obtida, as insuficiências de remuneração eram registradas a crédito das empresas na “Conta de Resultados a Compensar” – cujo saldo integrava a base de cálculo da remuneração, juntamente com os investimentos realizados no ativo imobilizado, gerando um crescimento progressivo dos valores devidos, em paralelo à crise de recursos de caixa.

A recessão promovida a partir de 1981 para atenuar a crise do balanço de pagamentos reduziu o crescimento do mercado de energia elétrica, e veio somar-se à insuficiência tarifária crônica, com efeitos agudos sobre a crise financeira setorial. Para atenuar a situação das empresas geradoras federais, que vinham realizando vultosos investimentos pós-1974, e não conseguiam obter remuneração para seus ativos, ficando com taxas de remuneração inferiores às demais empresas do setor, o governo federal decidiu promover uma redistribuição de recursos em favor das empresas federais, implantando uma política de “equalização da taxa de remuneração” entre as empresas do setor elétrico por meio de Decreto-Lei n. 1849/81, cujo efeito foi transferir remuneração das empresas estaduais para as empresas geradoras federais (Amaral Filho, 1991).

Pela nova regra, todas as empresas cuja taxa de remuneração estivesse acima da taxa média setorial, ainda que abaixo da taxa mínima legal de 10%, deviam passar a recolher recursos à conta RGG – Reserva Global de Garantia, para que fossem transferidos às empresas com remuneração abaixo da taxa média, de modo que todas obtivessem a mesma taxa de remuneração. Distorcia-se assim a finalidade original da Reserva Global de Garantia, criada em 1974 para viabilizar a equalização das tarifas de eletricidade a nível nacional, que originalmente devia servir como mecanismo para a transferência do excesso de remuneração – das empresas que ao nível tarifário vigente em todo o território nacional estivessem com “excesso de remuneração” (por terem menores custos de prestação do serviço), para as empresas com “insuficiência de remuneração” (por terem custos maiores). Apesar de a nova sistemática de recolhimento da RGG gerar descontentamento

das empresas estatais estaduais, não foi contestada, num quadro político em que governadores estaduais eram “eleitos” por via indireta, com o beneplácito do governo militar central.

Uma nova “maxidesvalorização” cambial de 30% em fevereiro de 1983 (para uma inflação no patamar anual de 200%) colocou as empresas do setor elétrico em situação de extrema dificuldade financeira. Mas o novo quadro político, com novos governadores dos Estados escolhidos por eleição direta pela primeira vez desde 1965, estimulou reações das empresas estaduais contra os recolhimentos de encargos setoriais à ordem da Eletrobrás.

Ao longo dos anos, desde sua criação, a Eletrobrás acumulara vários papéis: *holding* das empresas federais (as geradoras CHESF, FURNAS, ELETRONORTE e ELETROSUL, e as distribuidoras LIGHT e ESCELSA, além de ITAIPU Binacional – partilhada com a Administración Nacional de Electricidad, do Paraguai); “banco setorial” (gestora dos recursos setoriais arrecadados, como RGR e Empréstimo Compulsório) e “coordenadora técnica setorial” (coordenando também o planejamento da expansão). O “conflito de interesses” entre as suas diferentes funções gerou distorções com a priorização de seus projetos no planejamento setorial e a canalização de recursos financeiros setoriais para financiar as empresas sob seu controle, em detrimento das empresas estaduais (Amaral Filho, 1991) <sup>68</sup>. Os atritos mais fortes ocorreram com as grandes geradoras estatais estaduais, face à divisão de funções pretendida pelo governo federal a partir de 1964, pela qual a geração de eletricidade caberia às empresas federais, devendo as empresas estaduais ater-se à distribuição da energia <sup>69</sup>.

O período 1983/1985 foi marcado pela crescente recusa e inadimplência das empresas estaduais no recolhimento dos encargos setoriais geridos pela Eletrobrás, a RGR (Reserva Global de Reversão, fonte de financiamento e utilizada basicamente em favor das

---

<sup>68</sup> Assim, a prioridade concedida na alocação de financiamentos setoriais da RGR para empresas federais gerou maior necessidade de endividamento em moeda estrangeira das empresas estaduais, deixando-as mais vulneráveis às desvalorizações cambiais.

<sup>69</sup> O início simultâneo, em 1980, das usinas de Porto Primavera, Três Irmãos, Taquaruçu e Rosana, no Estado de São Paulo, no governo Paulo Maluf (em meio à já previsível sobra de energia decorrente dos grandes projetos de meados dos anos 1970), foi justificado pela oportunidade de realizar os últimos aproveitamentos significativos do Estado de São Paulo, que não poderia ser “perdida” para a Eletrobrás.

geradoras sob seu controle e de Itaipu) e a RGG (Reserva Global de Garantia, destinada desde 1981 à equalização das taxas de remuneração das empresas). No que se refere à RGR, a justificativa era que esse encargo perdera sua razão de existência, pois visava a constituição de recursos para reversão ao Estado das empresas de propriedade privada – o que de fato já havia ocorrido. No caso da RGG, a justificativa era de que seu recolhimento só teria sentido na parcela de remuneração excedente à taxa de remuneração mínima legal de 10% há muito não obtida <sup>70</sup>.

Em 1985, o ano de transição da ditadura militar para o poder civil, uma nova tentativa foi feita para tentar corrigir os fortes desequilíbrios do setor elétrico, com a assinatura do Plano de Recuperação Setorial (PRS), com o Banco Mundial – tradicional financiador do setor elétrico e que à época ainda mantinha seu apoio financeiro a empresas públicas e estatais. O PRS previa o aporte de recursos do Banco Mundial com a contrapartida de outras fontes de recursos, em especial o aumento da geração interna de recursos decorrente da recuperação tarifária, e fixava indicadores (*covenants*) dos níveis mínimos de cobertura a serem atingidos para assegurar o re-equilíbrio financeiro das empresas e a recuperação setorial.

Apesar da recuperação de crescimento econômico observada desde 1984 (após a forte recessão 1981-83), a economia brasileira passava ainda por difícil situação e o ano de 1985 foi marcado em seu final por uma forte aceleração da inflação, impulsionada pela previsão de quebra da safra agrícola 1985/86. A taxa anual de inflação, “estabilizada” desde 1983 no patamar de 200%, superou 30% nos dois primeiros meses de 1986, com perspectiva de atingir os 400% anuais, e os previsíveis efeitos negativos sobre a situação econômica e social, num momento delicado de transição política.

Em fevereiro de 1986, o Plano Cruzado foi a primeira tentativa de estabilização e controle da inflação, sem medidas recessivas. Como o Plano tinha como pilar um congelamento de preços, a recuperação tarifária do setor elétrico pactuada no PRS, que

---

<sup>70</sup> A preocupação com o não-recolhimento transcendia, entretanto, o aspecto puramente financeiro, porque ainda se vivia sob o regime militar.

iniciava seu caminho, foi paralisada <sup>71</sup>. Ao longo do ano houve notável expansão da atividade econômica, e os desajustes de preços relativos, as pressões de custo e excesso de demanda em alguns setores afetaram a manutenção do congelamento de preços. A tentativa de corrigir os desequilíbrios após novembro de 1986, com reajustes de alguns preços mais defasados, entre os quais da energia elétrica, acabou por criar novas tensões de custos e pressões insustentáveis de aumentos de preços. A situação de progressivo desequilíbrio e agravamento das contas externas brasileiras levou à decretação de moratória dos pagamentos externos em fevereiro de 1987, em meio a uma saída desorganizada do congelamento de preços, que propiciou forte aceleração da inflação.

A partir de abril de 1987 os reajustes das tarifas de eletricidade foram retomados e ao longo do ano a recuperação tarifária do setor elétrico foi buscada com persistência, observando-se uma melhoria na situação do setor elétrico face ao período anterior não obstante significativos aumentos nominais de tarifas concedidos tenham sido em parte contrabalançados por elevações de custos (dentre as quais, aumentos salariais para compensar as distorções ocorridas em anos anteriores) e pela crescente aceleração inflacionária.

Em 1987 uma nova busca de alternativas para recuperar a situação de normalidade de funcionamento do setor elétrico levou ao REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico, criado pelo Ministério de Minas e Energia, cujos trabalhos foram realizados ao longo de 1988, com

*“...debates sobre a reforma da legislação dos serviços públicos de eletricidade e do modelo de organização setorial, baseado no controle quase absoluto das atividades de geração, transmissão e distribuição por concessionárias federais e estaduais (...) O programa mobilizou dirigentes e profissionais graduados das empresas de energia elétrica, do DNAEE e de outros órgãos governamentais, além de representantes de entidades privadas, sendo encerrado sem resultados práticos em 1989”* <sup>72</sup>. (PANORAMA, 2006, p. 476-477)

---

<sup>71</sup> Um reajustamento emergencial das tarifas de eletricidade, por ocasião da decretação do congelamento geral, acabou criando grande polêmica e gerando inúmeras ações judiciais contrárias, por violar as regras dos decretos de congelamento de preços.

<sup>72</sup> “Panorama do setor de energia elétrica no Brasil”, Rio de Janeiro, Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 2006, páginas 476-477.

Na visão crítica do alto executivo do setor elétrico estatal, que nos anos 90 foi o gerente do Projeto RE-SEB (Revisão do Setor Elétrico Brasileiro), a partir do qual se concretizaram mudanças na organização e funcionamento do setor elétrico,

*"...o que aconteceu nos anos 80 foram 'remendos' na legislação, inseqüentes e visando apenas resolver situações momentâneas (...) e uma tentativa válida e esforçada, mas amadora e, vista de hoje, sem a menor possibilidade de dar certo: o REVISE – Projeto de Revisão do Setor Elétrico, que durante dois anos movimentou cerca de trezentos profissionais brasileiros. Faltou ao REVISE, antes de tudo, uma consultoria externa experiente, que pudesse ser o ponto de convergência das idéias, orientando tecnicamente o processo e quiçá evitando os problemas de saúde que lá afloraram, frutos do entusiasmo de 'vestir a camisa' de alguns, quase todos... O REVISE deixou ao se extinguir, um ótimo diagnóstico setorial, um bom intercâmbio de idéias, profissionais mais maduros e a certeza de que, para dar certo, teria que ser, da próxima vez, diferente". (PAIXÃO, 2000, p. 48)*

Apesar da diversidade de técnicos e dirigentes setoriais envolvidos, o objetivo buscado pela REVISE frustrou-se: o profundo desarranjo financeiro setorial e a divergência entre propostas que representavam diferentes opiniões e interesses materiais em jogo acabaram impedindo uma solução de consenso.

Nas suas propostas, em contraste com o então absoluto predomínio estatal no setor elétrico, figurou a maior atração de capitais privados, vista por alguns como meio de se obter recursos para o setor e garantia contra a contenção tarifária observada por tantos anos. A questão de abertura do setor aos capitais privados aparece aqui explicitamente, embora em algumas visões a busca de capitais privados seja vista no contexto de manutenção da proeminência e controle estatal, visando permitir a retomada dos investimentos e criar uma "blindagem" do setor elétrico estatal contra as diversas interferências do governo vistas como danosas - contenção tarifária para combate à inflação, antecipação de projetos sem respeito ao mérito técnico-econômico, busca de empréstimos e financiamentos no Exterior para gerar divisas necessárias ao balanço de pagamentos, interferência política e realização de investimentos como "moeda de troca" em negociações com estados, etc.

Entrementes, uma mudança em direção à participação privada ocorreu após a criação em 1988 do Estado do Tocantins, desmembrado de Goiás, que realizou uma concorrência em 1989 para privatização da CELTINS (empresa estatal constituída para prestação do serviço de eletricidade no estado recém criado, por transferência de ativos da CELG). O significado da privatização não estava no tamanho da empresa, de pequena importância no contexto do setor, mas por ser privatização pioneira num setor praticamente estatizado desde a aquisição da LIGHT pela Eletrobrás em 1979<sup>73</sup> (ABCE, 2006).

### **Contexto internacional: o impacto da “crise da dívida”**

Os anos 1980 começaram sob a herança dos dois “choques” de preços do petróleo (1973-4 e 1978-9), e a elevação da taxa de juros iniciada nos EUA no governo Carter, criando graves desequilíbrios nas contas externas dos países dependentes de petróleo e altamente endividados da América Latina. A continuidade da elevação da *prime rate* dos EUA, sob a administração republicana de Ronald Reagan, levou-a ao recorde de 21% ao ano, contra cerca de 6% em meados dos anos 70 – refletindo-se nas taxas de juros internacionais, com os conseqüentes desarranjos adicionais impostos aos balanços de pagamentos, e o agravamento das dificuldades para servir a dívida externa, em grande parte constituída por empréstimos internacionais contratados a taxas de juros flutuantes. A “quebra” do México em 1982 tornou explícita a gravidade da situação, dando início a um período de forte turbulência no mercado financeiro internacional, requerendo inclusive a intervenção emergencial do Tesouro do EUA, com a concessão de empréstimos de curto prazo (*bridge loans*), enquanto se buscavam soluções para a reciclagem da dívida dos países em dificuldades.

Na primeira metade dos anos 80, essas soluções consistiram nos programas de ajustamento econômico sob supervisão do Fundo Monetário Internacional, levando à

---

<sup>73</sup> O vencedor da concorrência pela CELTINS foi o grupo “Rede”. Ver: “ABCE 70 anos de energia”, Kühl, Júlio C.A. (coord.), São Paulo, Fundação Energia e Saneamento, 2006, pág. 86, depoimento de Jorge Queiroz de Moraes Junior.

recessão do nível de atividade econômica e das importações, e pelo estímulo às exportações, para gerar grandes superávits comerciais, destinados ao pagamento (ao menos parcial) dos juros devidos, com o valor do principal da dívida dos países endividados sendo renovado através de re-empréstimos ("re-lending") dos bancos credores

74.

A primeira proposta de soluções estruturais, mais definitivas, para o problema da dívida externa, surgiu em outubro de 1985, por ocasião da reunião conjunta anual do Fundo Monetário Internacional e do Banco Mundial em Seul, Coréia do Sul, quando o Secretário de Tesouro dos EUA, James Baker III, fez o anúncio da proposta intitulada "Programa para Crescimento Sustentado". Na análise de um banco do *Federal Reserve* à época:

*"The U.S. Plan – now commonly called the "Baker Plan"- adds macroeconomic and market-oriented structural adjustment policies to be implemented with assistance from multilateral lending agencies and commercial banks" (...) "In Baker's words, the plan consists of three essentially and mutually reinforcing' elements: 1. The adoption by principal debtor nations of comprehensive macroeconomic and market-oriented structural adjustment policies to promote growth, reduce inflation, increase domestic savings and investment, induce repatriation of domestic flight capital, and attract foreign capital inflow; 2. A 50 percent increase (\$ 9 billion) over the next three years in World Bank and Inter-American Development Bank lendings to 15 key debtor countries in support of the countries' structural adjustment programs; 3. Increased new lendings (\$ 20 billion over the next three years) by the international banking community to those key debtors countries that commit themselves to policies consistent with the plan"<sup>75</sup>.(FRBSF Weekly Letter", 1985)*

A partir de então a supervisão do FMI - Fundo Monetário Internacional para o ajustamento tradicional de curto prazo do balanço de pagamentos devia ser complementada pela tarefa a ser desempenhada pelo Banco Mundial, secundado pelo BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento, com o papel central de promover as reformas estruturais de longo prazo, orientadas para o mercado e o crescimento.

---

<sup>74</sup> No Brasil, o setor elétrico estatal foi um dos principais "favorecidos" pelos re-empréstimos, renovando suas dívidas e inclusive antecipando projetos e aquisições de equipamentos, para criar canais de financiamento externo.

<sup>75</sup> Federal Reserve Bank of San Francisco - "FRBSF Weekly Letter", November 22, 1985. (grifos nossos)

As políticas de ajustamento estrutural então recomendadas incluíam:

*a) market-oriented exchange rate, interest rate, wage and price policies to promote greater economic efficiency and responsiveness to growth and employment opportunities; b) sound monetary and fiscal policies for reducing domestic imbalances and inflation; c) greater reliance on the private sector to help increase employment, production and efficiency; d) supply-side actions to mobilize domestic savings and facilitate efficient investments by tax reform, labor market reform, and financial reform; and e) market-opening measures to encourage direct foreign investment and capital inflows, as well as to liberalize trade (e.g. by reducing export subsidies)*<sup>76</sup>.(FRBSF WEEKLY LETTER, 1985)

Ainda que desde o início a possibilidade do Plano Baker suscitasse dúvidas (seja pelo volume de novos recursos previstos a serem aportados - US\$ 29 bilhões em 3 anos, considerado pouco significativo por alguns, face aos volumosos débitos dos países endividados, seja pela descrença quando ao aporte efetivo de novos recursos provenientes de bancos comerciais privados - dos US\$ 20 bilhões esperados no período 1986-88 apenas US\$ 4 bilhões de novos empréstimos líquidos foram concedidos), o Plano merece destaque pois sua proposta ia além do ajuste de curto prazo supervisionado pelo FMI até então utilizado, e dava uma nova diretriz de mudanças estruturais de longo prazo a serem implementadas pelos países devedores, com apoio do Banco Mundial e também do BID.

A partir do Plano Baker, na discussão do ajustamento das economias endividadas, em especial da América Latina, ganharam relevância as políticas "estruturais" a serem empreendidas pelos países devedores<sup>77</sup>.

Em meados dos anos 80, inspiravam crescente preocupação entre os credores os possíveis desdobramentos da crise da América Latina após anos de recessão:

*"By 1985, the debt crisis was as major a problem as it had been in 1982, but it had changed greatly in character. Among all three of the principal players in the drama – the indebted countries, their commercial creditors, and the official creditors and multilateral institutions – there was an increasing realization that not even a full resolution of the initial financial*

---

<sup>76</sup> Idem. Grifo nosso.

<sup>77</sup> Apesar do fracasso do Plano Baker, em 1989 surgiu a nova proposta de reestruturação das dívidas apresentada pelo então Secretário de Tesouro dos EUA, Nicholas Brady, denominada "Plano Brady".

*crisis and successful implementation of traditional adjustment programs would produce a resumption of growth in the most heavily indebted countries. ( ...) Even in countries where financial stability was being restored, much or even most of the gain had been achieved through import compression rather than through growth in exports. Without export growth, output and employment were still depressed and stagnant. Social unrest, especially in the less successful countries, was rising, and efforts to organize debtors into a cartel to resist servicing debt on the originally contracted terms were continuing. From the vantage of the Fund, and other official creditors in 1985, the most pressing task was to help countries reorient policies in a way that would produce economic growth without which the initial gains could not be sustained”<sup>78</sup>. (BOUGHTON, 2001, p.415)*

Essa discussão sobre a necessidade de promover mudanças estruturais nos países endividados vinha ocorrendo já antes do anúncio do Plano Baker, tanto no governo americano como em outras instituições:

*“... in Washington, Federal Reserve officials were particularly cognizant of the need to strengthen the role of the World Bank. Many of the elements of what would become the Baker plan were sketched out by the Federal Reserve Chairman, Paul Volcker, in a May 13, 1985 speech to the Bankers’ Association for Foreign Trade, in Boca Raton, Florida. That speech noted that the debt strategy was moving into ‘stage two’ – the continuing, hard-slogging effect to maintain over years internal discipline, reasonable external balance, and adequate financing, while also finding ways to restore and maintain necessary growth”<sup>79</sup>. (BOUGHTON, 2001, p. 419)*

Boughton comenta que, ao prestar depoimento a um subcomitê da Câmara dos Deputados dos EUA, em 30 de julho de 1985, Paul Volcker afirmara que,

*“... all the heavily indebted countries in Latin America and elsewhere need to move from a situation of endemic financial crisis to another stage in development, looking toward what is necessary to sustain growth. As they do, the particular skills and resources of the World Bank become increasingly relevant. Heavy reliance on the shorter-term tools of the IMF should then be phased down and out. (...) C. Fred Bergsten, Director of the Institute for International Economics, expressed similar views, to the same subcommittee two weeks earlier<sup>80</sup>. (BOUGHTON, 2001, 419. Nota de rodapé 8, grifos nossos)*

---

<sup>78</sup> Boughton, James M. – “The silent revolution: the International Monetary Fund, 1979-1989”, IMF, Washington, 2001, Cap. 10: “Growth, the elusive goal: 1985-87”.

<sup>79</sup> Boughton, James M. – op. cit., Cap. 10, página 419,

<sup>80</sup> Boughton, James M. – op. cit., Cap. 10, página 419, nota de rodapé (8); grifos nossos (JBSAF).

Uma visão compartilhada sobre o ajustamento econômico da América Latina emergia entre instituições financeiras internacionais, altos funcionários de governo dos EUA (e ex-funcionários atuando em outras instituições, como Bergsten, ex secretário-adjunto do Tesouro dos EUA) e instituições financeiras privadas. David Rockefeller relata, em seu livro de memórias, sua preocupação com os problemas econômicos da América Latina na época, recordando que após aposentar-se de suas funções no Chase Manhattan Bank descobrira, em viagens à América Latina em 1982 e 1983, que duas instituições por ele criadas – a Americas Society e o Conselho das Américas – "tinham pouca visibilidade e não possuíam clientela na América Latina" (ROCKFELLER, p. 464) . Criou então o *Chairman's Latin America Advisory Council*, para o Conselho das Américas, com representantes de cada nação latino-americana:

*"Em uma de nossas primeiras reuniões, ficou claro que havia muitas questões que podíamos explorar frutiferamente. A primeira delas era o impacto arrasador da crise da dívida sobre a maioria das economias latino-americanas. Como resultado, procurei o ex-secretário assistente do Tesouro Fred Bergsten, do Institute for International Economics, onde eu era membro do Conselho, para examinar os problemas econômicos da América Latina a fim de ver como poderiam ser resolvidos. Fred concordou em patrocinar o projeto.*

*A pesquisa levou à publicação, em 1986, de 'Toward Renewed Economic Growth in Latin America', um importante trabalho que, depois de um longo caminho, substituiu a ortodoxia econômica dominante por um novo conjunto de pressupostos que mais tarde se tornariam conhecidos como neoliberalismo ou o consenso de Washington. Soberbamente escrito e baseado em pesquisa abrangente, o livro delinea os passos pelos quais as nações latino-americanas podem reacender o crescimento econômico – reduzindo as barreiras ao comércio, abrindo investimento a estrangeiros, privatizando empresas estatais e estimulando a atividade empresarial; em outras palavras, dando um fim ao relacionamento simbiótico entre o governo e os oligarcas nas economias da região.*

*O estudo teve forte impacto. Três de seus autores eram distintos economistas latino-americanos cujo prestígio acrescentou peso e substância às recomendações do estudo. O livro foi publicado em espanhol e português, bem como em inglês, tornando-o mais acessível àqueles que pretendia alcançar, e os membros do Chairman's Council estavam por trás do projeto desde o início. Não só nossos membros latino-americanos insistiram em fornecer metade do financiamento para a pesquisa, para demonstrar que não era uma 'conspiração ianque', como muitos deles reviram o texto antes da publicação e fizeram mudanças ponderadas. Alguns deram reuniões públicas em seus países, e fizeram um esforço organizado para levar o documento à atenção da mídia, autoridades do*

*governo, acadêmicos e líderes trabalhistas. Parcialmente como resultado do estudo, no final da década de 1980 havia um visível movimento de afastamento das soluções estatistas, em direção a uma confiança maior nos mecanismos de mercado para estimular o crescimento econômico em muitos países da América Latina.*<sup>81</sup> (ROCKFELLER, 2003, P. 465)

Os autores desse trabalho, publicado em 1986 pelo IIE – Bela Balassa, Gerardo M. Bueno, Pedro-Pablo Kuczynski e Mário Henrique Simonsen<sup>82</sup> – propunham, como estratégia para os países da América Latina retomarem o crescimento:

*"outward orientation of the economy, with emphasis in exports and efficient import substitution; the generation of adequate level of savings, primarily from domestic sources but from abroad as well, and their efficient investment; and a reorientation of the role of government toward its demonstrated comparative advantage of providing services and a framework for economic activity, limiting its role as regulator and producer. The critical fourth element is supportive policy by the industrial countries, notably the United States. The four parts interrelate closely, all are essential to launch a successful development strategy for Latin America"*<sup>83</sup> (BALASSA et alii, 1986, p. 24)

Cada uma das partes dessa estratégia era desdobrada em políticas (*ibid*, pág. 24-32):

- A orientação externa da economia consistia em um sistema de incentivos para estimular exportações e a eficiente substituição de importações, que "*capacita os países da região a atingir crescimento auto-sustentável e simultaneamente servir a dívida externa*"; seu primeiro requisito é "*estabelecimento e manutenção de uma taxa de câmbio competitiva*", que está "*intimamente relacionada (...) à escolha de políticas de comércio adequadas*" – e implicava a liberalização comercial associada à taxa de câmbio competitiva, para evitar "*excessiva proteção contra importações*".

---

<sup>81</sup> David Rockefeller, "Memórias", Rocco, Rio de Janeiro, 2003, cap. 28 ("Ao sul da fronteira"), pág. 465.

<sup>82</sup> Balassa era consultor do Banco Mundial, pesquisador visitante do Institute for International Economics e professor de Economia Política na John Hopkins University; Bueno era pesquisador visitante senior do Colégio de México, ex-diretor do Conselho Nacional de Ciência e Tecnologia desse país, ex-embaixador na Comunidade Econômica Européia, e na Bélgica e Luxemburgo; Kuczynski era o co-chairman do First Boston Intl. Bank e ex-ministro de Minas e Energia do Peru; Mário Henrique Simonsen era Diretor da Escola de Pós -Graduação em Economia da Fundação Getúlio Vargas, ex-Ministro da Fazenda e do Planejamento do Brasil, e membro do Board do Citicorp. O estudo encomendado ao Institute for International Economics pela America's Society teve seu financiamento providenciado por membros individuais do Chairman's Council, e metade dos recursos veio da América Latina, conforme prefácio.

<sup>83</sup> "*Toward renewed ...*", Institute for International Economics, Washington, 1986; ver página 24 e seguintes.

- A geração de um nível de poupança doméstica mais elevado e seu uso mais eficiente requeria uma política para *"induzir a reversão da fuga de capitais e os influxos renovados de capital externo – em particular participação acionária ('equity') e outras formas não-geradoras de dívida"*; a *"liberalização das regras de investimento direto estrangeiro e sua participação nos mercados de ações locais"* e a adesão ao MIGA (Acordo Multilateral de Garantia de Investimento) com a *"aceitação de um papel mais amplo para a arbitragem internacional na solução de disputas referentes a investimento direto estrangeiro"*. Mas *"a chave para expandir as poupanças domésticas e renovar os influxos de capitais externos (...) reside na mudança das políticas financeiras dos países da América Latina"*; e *"um elemento central na abordagem proposta é assegurar que as taxas de juros reais permaneçam suficientemente positivas...mas não tão elevadas a ponto de desencorajar o investimento produtivo"*. Além disso, deve ser evitada a *"despoupança decorrente de grandes e contínuos déficits orçamentários do governo"* que ao utilizar parcela grande demais dos recursos disponíveis, provoca o *"crowding out"* do investimento privado.

- O "terceiro tema central" da estratégia proposta, e que interessa mais de perto os propósitos de nossa discussão, referia-se *"à reforma do papel do Estado na vida econômica da América Latina"* (BALASSA et alii, 1986, p. 31) Na visão dos autores esse papel se tornara intenso (*'penetrating'*) na maioria dos países da América Latina e havia chegado *"...a hora de reverter essa tendência, como parte essencial da nova estratégia de crescimento"*.

Dos três papéis principais desempenhados pelo Estado, "como regulamentador, como produtor e como provedor de serviços", o estudo considera que *"o registro é em muitos aspectos considerado positivo com relação à terceira dessas funções e aqui ele deve focar seus esforços no futuro"* (grifo nosso). Entretanto, em sua função de regulamentador o Estado é visto como um criador de exigências burocráticas e de limitações às atividades empresariais privadas; em conseqüência, "substancial desregulamentação é assim uma característica central da estratégia de desenvolvimento proposta".

Finalmente,

*"... as reformas também são necessárias para reduzir o papel do Estado como produtor, e para começar um processo inevitavelmente extenso de*

*revitalização do setor privado. Serviços públicos e algumas empresas estatais em indústrias básicas provaram ser eficientes em alguns países. Mas a proliferação de empresas estatais nos setores potencialmente competitivos veio a envolver grandes ineficiências.(...)  
É obviamente impossível privatizar todas empresas estatais do setor competitivo da noite para o dia, mesmo se isso parecesse desejável em termos de eficiência econômica. Capital e habilidade empresarial privados simplesmente não estão disponíveis em montantes suficientes. Um claro movimento em direção à privatização deve ser posto em movimento" (BALASSA et alii, 1986, p. 32)*

As estratégias para a América Latina apresentadas nessa publicação de 1986 do Institute for International Economics foram sintetizadas e deram origem, em 1989, às 10 medidas de política do "Consenso de Washington" elencadas no *paper* preparado por John Williamson para a conferência realizada em Washington pelo IEE, para avaliar até que ponto os países latino-americanos tinham ajustado suas economias. Eram medidas sobre as quais Williamson dizia haver um "razoável grau de consenso" em Washington, esclarecendo que

*The Washington of this paper is both the political Washington of Congress and senior members of the administration and technocratic Washington of the international financial institutions, the economic agencies of the U.S. government, the Federal Reserve Board, and the think tanks. The Institute for International Economics made a contribution to codifying and propagating several aspects of the Washington Consensus in its publication 'Toward renewed economic growth in Latin America' (Balassa et al. 1986)."<sup>84</sup> (WILLIAMSON, 1990, p. 1)*

Em artigo posterior em que buscou explicar a origem da polêmica expressão Consenso de Washington<sup>85</sup>, Williamson (2004) informa que tudo começou com o depoimento que fez *a favor do Plano Brady*, na primavera de 1989, perante o Congresso dos EUA, onde encontrou "*ampla descrença entre os congressistas (...) de que estivessem em curso na América Latina quaisquer mudanças significativas nas políticas econômicas e atitudes*"(WILLIAMSON, 2004,

---

84 Williamson, J. – "What Washington means by policy reform", in "Latin American adjustment: how much has happened ? , Washington, Institute for International Economics, 1990.

85 Ver: Williamson, J.- "A short history of the Washington Consensus", Paper commissioned by Fundación CIDOB for a conference "From Washington Consensus towards a new global governance", Barcelona, September 24-25, 2004, disponível em [www.iee.org](http://www.iee.org)

p. 1). Após conversar com Fred Bergsten, *chairman* do IIE e ex-Secretário Adjunto do Tesouro dos EUA decidiram realizar a conferência "*Latin America adjustment: how much has happened?*" para avaliar até que ponto o ajustamento havia ocorrido e Williamson preparou então o *background paper*, para servir de referência às questões a serem abordadas pelos conferencistas, no qual usou pela primeira vez a expressão Consenso de Washington.

*"No statement about how to deal with the debt crisis in Latin America would be complete without a call for the debtors to fulfill their part of the proposed bargain by "setting their houses in order," "undertaking policy reforms," or "submitting to strong conditionality." The question posed in this paper is what such phrases mean, and especially what they are generally interpreted as meaning in Washington. Thus the paper aims to set out what would be regarded in Washington as constituting a desirable set of economic policy reforms. An important purpose in doing this is to establish a baseline against which to measure the extent to which various countries have implemented the reforms being urged on them."*  
(WILLIAMSON, 1990, p. 01)

Como é bem sabido, as dez medidas de política econômica listadas por Williamson cuja necessidade de adoção pelos países da América Latina obtinham amplo consenso em Washington eram: 1. Disciplina fiscal; 2. Re-ordenamento das prioridades de gasto público; 3. Reforma Fiscal; 4. Liberalização das taxas de juros; 5. Taxa de câmbio competitiva; 6. Liberalização comercial; 7. Liberalização da entrada de investimento direto estrangeiro; 8. Privatização; 9. Desregulamentação; e 10. Direitos de propriedade.

Políticas, como disse Williamson, em plena sintonia com as propostas de *Toward renewed economic growth in Latin America* – o estudo que, segundo David Rockefeller, fora realizado anteriormente pelo IEE, por solicitação sua a Fred Bergsten.

## **Revisão do papel do Estado e a reforma do setor elétrico na América Latina**

A partir de meados dos anos 80, as instituições financeiras internacionais (FMI, Banco Mundial, BID) adquiriram progressivamente um novo e relevante papel: passaram a orientar e monitorar o ajustamento estrutural da economia dos países endividados, apesar de dispor de poucos recursos face ao grande volume de dívida externa decorrente dos empréstimos e financiamentos obtidos por esses países junto às instituições financeiras privadas. As recomendações de políticas destinadas a permitir uma “nova fase de crescimento” para os países da América Latina e assim obter acesso a condições mais favoráveis para pagamento da sua dívida acumulada, abriam esses países para o comércio e o investimento internacionais<sup>86</sup>. O encontro entre as recomendações gerais dessas políticas e as políticas e ajustamentos setoriais foi uma consequência.

Em agosto de 1991, um relatório publicado pelo Banco Mundial e OLADE (Organização Latino-americana de Energia) demonstrava que a crise do setor elétrico estava presente em praticamente toda a América Latina e o Caribe. Em seus dois volumes, após apresentar uma visão geral do problema (volume I), o relatório descreve a situação em 29 países (volume II)<sup>87</sup>.(WORLD BANK & OLADE, 1991).

O volume I aborda temas como a necessidade de investimentos (cap. I), a eficiência do setor (cap. II) e a escassez de recursos (cap. III); ao tratar do quadro institucional (cap.IV) comenta a tradicional presença do Estado, em um modelo que parecia muito eficaz antes de meados dos anos 70 mas, devido às exigências de todos os setores da sociedade sobre o Estado resultou na deterioração geral da qualidade do serviço, para então concluir:

---

<sup>86</sup> Uma apreciação exaustiva dos efeitos dessas políticas sobre os países latino-americanos encontra-se em CANO, W. – “Soberania e política econômica na América Latina”, ed. UNESP, São Paulo, 2000.

<sup>87</sup> “The evolution, situation, and prospects of the electric power sector in the Latin American and Caribbean Countries”, Report No. 7, by Infrastructure & Energy Division (World Bank) and Latin American Energy Organization (OLADE), August 1991.

*"The power sectors' relatively poor performance since the early 1980s and the perceived inability of government to solve their problems have led to a reexamination of their institutional structures and to calls for increased private-sector participation."* (WORLD BANK & OLADE, 1991 p. 46).

A propriedade estatal é mencionada como a causa da difícil situação vivida por esse importante setor de infraestrutura, e entre as medidas corretivas recomenda-se a privatização para atrair capitais e realizar investimentos para a expansão setorial. A maior parte dos problemas com que se defrontavam os setores elétricos da América Latina e Caribe, segundo o relatório,

*"largely reflect the absence of a modern vision of the role of the sector and an adequate legal and institutional framework to deal with the dynamic world of finances and the ever increasing social pressures. By not separating clearly the government's regulatory and corporate roles, many of the existing legal frameworks offer no protection against the confusion between long-term policy and short-term political considerations"* (WORLD BANK & OLADE, 1991, p. 46).

Propriedade, administração, e supervisão regulatória deveriam ser separados; a participação do setor privado poderia ocorrer na administração, na propriedade ou em ambos. Diversas alternativas eram apresentadas para trazer capitais privados para o setor elétrico, como a emissão de títulos pelas empresas; os esquemas BOT (*build-operate-transfer*), BOO (*build-operate-own*), BLT (*build-lease-transfer*) ou o *leasing* convencional; a venda antecipada de energia; a compra de energia de produtores independentes, e até a efetiva privatização das empresas.

Para a privatização, o relatório entende que em certos países da América Latina e Caribe *"it should be feasible as well as desirable to raise at least some capital locally"* (WORLD BANK & OLADE, 1991, p. 54), utilizando mecanismos de *debt-equity swaps* ou recursos de investidores institucionais, como seguradoras e fundos de pensão (como já ocorrera no Chile, o exemplo citado).

Ao tratar do papel do Banco Mundial (*cap. V "The World's Bank role in the electric power sector of LAC"*), o relatório observa:

*"Now that the LAC power sectors are at a crossroads, the World's Bank role towards them must change adapting to realities. The basic premise for the Bank's new role is that the power sector is a key player in the process of stabilization and reform that most countries are undergoing, and that its well being is an important component of the development process which must follow. The improvements in efficiency, the corporatization of government-owned utilities, the establishment of independent regulatory authorities, and the total or partial transfer of construction, operation and maintenance activities to the private sector would alleviate the governments of the present pressures on fiscal resources and of the micromanagement of power utilities. The Bank should assist the countries throughout these needed changes."* (WORLD BANK & OLADE, 1991, p. 56).

Devido aos recursos limitados do Banco Mundial para empréstimo ao setor de energia (segundo o próprio relatório, na década de 80 seus empréstimos representaram pouco mais de 4% do investimento total em energia na América Latina e Caribe, prevendo não mais que 1% a 2% na primeira metade dos 90),

*"a major criterion to allocate these funds should be the countries' proposals and actions toward sector reform. The Bank should be prepared to actively support governments in their efforts to develop clear rules of the games that invite a more transparent decision making process with broader public participation. A requirement for this is the establishment of appropriate regulatory processes and independent regulatory institutions. The Bank is prepared to provide technical assistance and general financial support to these efforts. Beyond the regulatory framework, it is clear that most countries must pursue some of the fundamental institutional structural reforms suggested in this study".* (WORLD BANK & OLADE, 1991, p. 57).

Em setembro de 1991, esse estudo regional foi apresentado em uma importante conferência organizada pelo Banco Mundial e OLADE em Cocoyoc, no México <sup>88</sup>, onde ganharam ímpeto as propostas e esforços pela reforma do setor elétrico na América Latina e Caribe:

---

<sup>88</sup> OLADE- World Bank Conference "A challenge for the decade of the 90's: how to overcome the power sector crisis in LAC Countries", Hacienda Cocoyoc, Mexico, 4 a 6 de setembro, 1991.

*"The World Bank, in collaboration with the Organización Latinoamericana de Energía and the United States Agency for International Development (USAID) convened a hemispheric ministerial level conference in Cocoyoc, Mexico (September 4-6, 1991) to examine different options for sector reform. The main purpose of this conference was to present the results of the above referenced regional study with a diagnosis of the sector. It enabled the participants – including 20 ministers – to hear first hand from eminent practitioners from developed countries how legal, regulatory and property changes had been made in the power sectors of developed countries (New Zealand, USA, UK, France and Spain). Several LAC country representatives also described the changes already in place in their countries, such as in Chile or as then contemplated in Argentina and Colombia.*

*This conference is widely credited as having been one of the important factors contributing to changing attitudes as regards power sector structure, ownership, and regulatory matters in the LAC region. The main challenge as presented at the conference was to mobilize resources, especially from the private sector, to enable the power sector to meet its investment requirements and improve its operational performance. (...) To facilitate this it was deemed essential to: (i) reform the sector by means of a modern legal and institutional framework to ensure stability while leaving flexibility to adapt to changing conditions; (ii) separate institutionally the government roles of enterprise owner, policy maker and regulator; (iii) introduce market forces wherever possible in a sector that had been considered a natural monopoly until recently; (iv) regulate the sector in those areas where it was not possible to introduce market forces; and (v) protect the population and the environment affected by power projects.*<sup>89</sup>. (WORLD BANK & OLADE, 1995, p.03, grifos nossos).

A reforma do setor elétrico entrou assim na "ordem do dia" para os países da América Latina, o que incluiu não só a reestruturação de seu modo de organização e funcionamento, mas também a privatização – um componente indispensável no "ajustamento estrutural" pretendido para a região<sup>90</sup>.

---

<sup>89</sup> "The power sector in LAC: current status and evolving issues", by R.A. Moscote, S.B. Maia, J.L. Vietti Report n. 35, Latin American and the Caribbean Technical Dept./Regional Studies Program, World Bank, 1995. (grifos nossos)

<sup>90</sup> Para uma avaliação recente das reformas na perspectiva de um economista e graduado funcionário de uma instituição financeira internacional, ver: Millán, J. – "Entre el mercado y el Estado – Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina", Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, 2006.

## Os anos 90 e a reforma do setor elétrico brasileiro: a privatização

Em 12 de abril de 1990, três meses após a posse da nova administração federal (governo Collor de Mello) a diretriz geral de privatização de empresas estatais foi reafirmada pela criação do Programa Nacional de Desestatização – PND, implementado pela Lei nº. 8031<sup>91</sup>. Os “objetivos fundamentais” do PND (mesma sigla antes utilizada para Planos Nacionais de Desenvolvimento) eram assim declarados em seu artigo 1º:

*"I - reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público;  
II - contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público;  
III - permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada;  
IV - contribuir para modernização do parque industrial do País, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia;  
V - permitir que a administração pública concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais;  
VI - contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, através do acréscimo da oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital das empresas que integrem o Programa.” (Lei n. 8031, Art.1º, 1990, grifos nossos)*

Além da nova legislação almejar diretamente a privatização, os objetivos previstos em seus incisos I (*reordenação da posição estratégica do Estado*) e V (*concentração de esforços do Estado em atividades onde seja fundamental*) são diretamente voltados à pretendida re-orientação do papel do Estado; o inciso II vincula-se ao “*equilíbrio fiscal*” e o inciso VI à atração de investidores e capitais privados (apesar da propalada ‘democratização do capital’). Quanto ao inciso III (*retomada dos investimentos*), convém recordar que as dificuldades de investir das empresas estatais eram, em grande medida, decorrência da crise financeira que as afetava em consequência da contenção de preços e tarifas, do elevado endividamento externo e os efeitos das desvalorizações cambiais, e do bloqueio de seu acesso ao crédito em bancos oficiais, assim como de limitações trazidas pelos programas de ajustamento externo, em que investimentos eram incluídos na

---

<sup>91</sup> Lei n. 8031, de 12/04/1990 - “Cria o Programa Nacional de Desestatização e dá outras providências”.

contabilização do déficit público. Já no que se refere aos efeitos da falta de investimentos sobre a modernização e competitividade (inciso IV) vale ressaltar que os preços de insumos e serviços prestados pelas empresas estatais haviam se degradado por força de muitos anos de política de contenção inflacionária, o que favorecia os usuários; a privatização acabou exigindo reajustes de preços e tarifas de empresas antes sob controle estatal, para o re-equilíbrio financeiro e para assegurar retorno atrativo para os investidores privados.

O artigo 2º explicitava que além das empresas "(...) criadas pelo setor privado e que, por qualquer motivo, passaram ao controle, direto ou indireto, da União" (que até então haviam sido o principal objeto de privatização – ou "re-privatização"), a desestatização agora compreendia as empresas "... controladas direta ou indiretamente pela União e instituídas por lei ou ato do Poder Executivo".

O artigo 7º estendia a desestatização às empresas prestadoras de serviços públicos, com delegação da concessão ou permissão do serviço pelo Poder Público (como é o caso das empresas do setor de energia elétrica).

O BNDES foi designado gestor do FND - Fundo Nacional de Desestatização com papel de destaque e atuação intensa na condução do processo de privatização pelos dez anos seguintes; o setor elétrico foi apenas um dentre os vários setores incluídos na política de desestatização.<sup>92</sup>

*"A idéia da privatização dos serviços de energia elétrica ganhou força no governo Fernando Collor, ao mesmo tempo em que a crise institucional e financeira do setor atingia seu ponto máximo de tensão. Tolhido pelo fracasso de seu programa de estabilização econômica, o governo Collor não conseguiu deter o processo generalizado de inadimplência setorial deflagrado no final de 1990, quando as concessionárias estaduais voltaram a atrasar o pagamento de energia suprida pelas federais. A contenção tarifária foi um dos fatores determinantes da crise de inadimplência que provocou a quebra dos compromissos financeiros relacionados à troca de energia entre Itaipu, supridoras e distribuidoras. O aumento das tarifas em março de 1990 permitiu uma discreta melhoria da situação financeira das empresas de energia elétrica, anulada pelo*

---

<sup>92</sup> Outros setores envolvidos foram a siderurgia, química e petroquímica, fertilizantes, mineração, transporte ferroviário, telecomunicações, portos.

*recrudescimento da inflação no segundo semestre. Em 1991, o desequilíbrio do setor tornou-se mais acentuado em virtude da maxi-desvalorização e da escalada inflacionária. A tarifa média ao longo do ano situou-se em torno de 47 dólares por MWh, abaixo do nível mínimo para garantir a cobertura dos custos das empresas, seus programas de investimento e compromissos de pagamento da dívida externa.” (PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, 2006, p. 477-478)*

Em 1992,

*“...já em meio à crise do impeachment, o governo anunciou o propósito de promover a privatização das empresas federais de energia elétrica, incluindo a Escelsa e a Light no Programa Nacional de Desestatização”<sup>93</sup>. (PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, 2006, p. 479-480)*

Ao longo de 1992 a situação financeira das empresas do setor elétrico agravou-se dramaticamente, chegando a um ponto crítico: a inadimplência se generalizava e o atraso dos pagamentos e suspensão dos recolhimentos compreendia tanto as obrigações intra-setoriais (encargos setoriais como RGR - Reserva Global de Reversão, pagamento do suprimento de energia às geradoras federais e Itaipu) como extra-setoriais (pagamento do serviço da dívida externa, etc.).

No início de 1993 uma Exposição de Motivos dos Ministros da Fazenda, Planejamento e Minas e Energia encaminhada ao Congresso Nacional junto com o projeto de lei que no início de março transformou-se na Lei nº 8631, expunha com absoluta clareza a situação em que se encontrava o setor elétrico:

*4. As medidas ora propostas são necessárias para evitar o colapso do setor elétrico, tendo em vista a situação financeira de suas empresas, uma vez que as receitas obtidas com a venda de energia ao consumidor final, em sua grande maioria, estão sendo retidas pelas concessionárias estaduais de distribuição, que não pagam a energia adquirida das concessionárias supridoras federais e da Itaipu Binacional.*

*5. Assim, a quebra do fluxo financeiro resulta na divisão do setor em dois conjuntos extremamente conflitantes entre si: de um lado as empresas concessionárias estaduais de distribuição, que detém o controle da receita; de outro, as sociedades concessionárias federais de suprimento que, à míngua de recursos, tornam-se incapazes de realizar seu custeio*

---

<sup>93</sup> “Panorama do setor...” cit., pág. 477/478 e 479-480. A inclusão foi feita pelo Decreto 572, em junho/92.

*operacional, desenvolver programas mínimos de investimento, e de cumprir seus compromissos com o serviço da dívida externa.*

*6. Nessa situação, as empresas geradoras federais encontram-se submetidas à situação de encilhamento, a ponto de sua controladora, a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, não ter podido, no presente exercício, honrar a globalidade dos encargos de sua dívida externa, expondo-se a dificuldades com o Tesouro Nacional, em sucessivos e lamentáveis episódios de bloqueio de suas contas bancárias, determinado pelo Banco Central.*

*7. A principal alegação das concessionárias estaduais para o não pagamento da energia adquirida e não atender a outros compromissos intra-setoriais é a de que o Poder Concedente, no caso a União, não assegura tarifas suficientes para cobrir os custos e encargos envolvidos. Desse modo, como a remuneração dos serviços é garantida por lei, a insuficiência tarifária representa débito da União para com elas, reconhecido pelo Decreto-lei nº 2432, de 17 de maio de 1988<sup>94</sup>. (Diário do Congresso Nacional, 1993, p. 1853-1854)*

A solução encontrada pela Lei nº 8631/93 para solucionar o problema do “encilhamento financeiro” do setor elétrico, foi reconhecer os créditos registrados na “CRC” - a ‘Conta de Resultados a Compensar’ das empresas concessionárias, que computava os valores referentes à insuficiência de remuneração que vinham se acumulando especialmente a partir dos anos 80 – permitindo a sua utilização na compensação dos débitos intra-setoriais e extra-setoriais, para liquidação das dívidas pendentes. Assim, promoveu-se o ajuste patrimonial e o alívio financeiro das empresas de eletricidade. Apesar do ‘deságio’ de cerca de 20%, esses créditos atingiram valor equivalente a cerca de US\$ 26 bilhões, absorvido em última instância pelo Tesouro Nacional, após o “encontro de contas” entre devedores e credores<sup>95</sup>.

A Lei nº 8631 resolveu “de um golpe” a difícil situação financeira que se arrastara e agravava progressivamente por longos dez anos, com conflitos entre as concessionárias estaduais e a área federal – desde que a situação financeira setorial, agravada pela

---

<sup>94</sup> Exposição de Motivos nº 091/MME, ao Projeto de lei que “Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime da remuneração garantida e dá outras providências”, publicada no Diário do Congresso Nacional, 04 de fevereiro de 1993, Seção I, páginas 2852/2854. Grifos nossos.

<sup>95</sup> A Lei n. 8631, de março de 1993, “Dispõe sobre a fixação dos níveis de tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime da remuneração garantida, e dá outras providências” e ficou conhecida como “Lei Eliseu Resende”, em referência ao então presidente da Eletrobrás, que se empenhou muito para sua aprovação.

desvalorização cambial de fevereiro de 1983, levou as empresas estaduais paulistas a interromper os recolhimentos à Eletrobrás do encargo setorial Reserva Global de Reversão<sup>96</sup>.

Mas os efeitos da Lei não se restringiram à possibilidade de utilização do saldo credor da CRC na liquidação de débitos pendentes das concessionárias, propiciando o ajuste patrimonial e financeiro das empresas do setor elétrico. Mudanças importantes foram promovidas na regulação econômica do setor elétrico brasileiro pela Lei nº 8631, por isso considerada um marco inicial na reforma do setor elétrico brasileiro.

Uma delas foi acabar com o regime de “remuneração garantida”, vigente até então – pelo qual insuficiências de remuneração, ou seja, diferenças entre a remuneração real obtida sobre os ativos (o “Investimento Remunerável”), e a remuneração legal, calculada com base na taxa de remuneração de 10% ao ano, legalmente assegurada, eram registradas em uma conta especial (“CRC”), com direito a futura compensação<sup>97</sup>.

Além disso, a Lei nº. 8631/93 substituiu a fixação das tarifas com base no tradicional regime do “serviço pelo custo”, baseado na integral recuperação dos custos reconhecidos e no direito à remuneração legal assegurada sobre os ativos, pela “tarifa pelo preço”: as tarifas fixadas passam a ser corrigidas com base numa “fórmula paramétrica”, que leva em conta a variação de parâmetros inicialmente estabelecidos, representativos de sua composição de custo, mas que independe da evolução real dos custos e, ademais, não garante uma taxa mínima de remuneração. Em conseqüência, foi extinta a “CRC” - Conta de Resultados a Compensar.

---

<sup>96</sup> A rápida solução traz à memória a situação relatada por Judith Tendler ao se referir ao modo como em 1964 os graves problemas tarifários setoriais também foram resolvidos “de um golpe” (*in one fell swoop*), com a edição de três decretos. Ver a respeito: Tendler, J. “Electric power in Brazil: entrepreneurship in the public sector” – Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1968, página 44.

<sup>97</sup> No processo de fixação de tarifas em uma situação normal, as tarifas são fixadas *ex-ante*, com base nas estimativas de custos a incorrer e de remuneração legal a obter, e na previsão do mercado físico de venda de energia elétrica. Mas o resultado real *ex-post* pode apresentar diferenças com o previsto, levando a uma remuneração menor ou maior que a legal, sendo a insuficiência ou o excesso lançados para compensação no cálculo tarifário exercício seguinte. Ocorre que a contenção tarifária praticada a partir de meados dos anos 70 tornou crônica, e de uma magnitude excepcional, a insuficiência de remuneração a ser compensada.

A Lei nº 8631 estabeleceu também o fim da equalização tarifária em nível nacional, criada em 1974 com a finalidade de acabar com as diferenças tarifárias observadas em uma mesma classe de consumidores nas diversas regiões do País, para reduzir as desigualdades regionais <sup>98</sup>. Com a sistemática da Lei nº 8631/93, as tarifas voltaram a ser fixadas individualmente para cada concessionária nas diferentes regiões do País, passando a evoluir de modo diverso conforme as respectivas fórmulas paramétricas. A utilização da fórmula paramétrica de correção das tarifas de energia elétrica, implementada pela Lei nº 8631 era o prenúncio do regime de regulação econômica por preço máximo – “*price cap*” – implantado no final de 1996, com a Lei nº 9427.

Finalmente, é importante ressaltar que a Lei nº 8631/93 já era vista como parte de mudanças em curso – a reforma setorial mais ampla e a privatização das empresas do setor elétrico – como se observa ao final da Exposição de Motivos assinada pelos ministros de Minas e Energia, Planejamento e Fazenda:

*"17. Estas medidas serão complementadas por atos normativos, não só os regulamentadores desta proposição, mas também outros que visem a uma ação mais dinâmica do Ministério de Minas e Energia, na resposta que deve às múltiplas demandas da sociedade. Com elas estaremos propondo (sic) a Vossa Excelência a racionalização do setor empresarial ligado à energia elétrica, inclusive com a fusão de empresas e sua eventual privatização – tudo para restaurar o seu dinamismo e permitir o aporte de capitais privados ao setor.*

*18. Finalmente, Senhor Presidente, cumpre-nos destacar que as medidas ora propostas são pré-requisitos importantes na preparação do setor para encontrar o melhor arranjo de seu modelo institucional, dentro da nova legislação que virá sobre a outorga de concessão de serviços públicos, ora em andamento no Congresso Nacional, visando sua modernização, sempre em consonância com os propósitos de incremento da qualidade e produtividade das empresas e com a alta responsabilidade social desse segmento da infra-estrutura nacional" <sup>99</sup>. (DIÁRIO DO CONGRESSO NACIONAL, 1993, p. 1852-1854, grifos nossos)*

---

<sup>98</sup> Os mercados “mais densos” das regiões Sudeste e Sul, com maior número de consumidores por rede elétrica tinham tarifas menores, com o cálculo tradicional, que as regiões mais atrasadas, de menor densidade populacional

<sup>99</sup> Exposição de Motivos nº 091/MME, ao Projeto de lei que “Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime da remuneração garantida e dá outras providências”, publicada no Diário do Congresso Nacional, 04 de fevereiro de 1993, Seção I, páginas 2852/2854.

Vieira teceu os seguintes comentários sobre as conseqüências da Lei 8631 sobre as empresas:

*"Um dos resultados mais visíveis foi a imediata melhoria dos resultados econômico-financeiros das concessionárias do setor. Levantamento efetuado pelo IPEA (Tabela 1) constatou uma situação de excepcional solidez econômica, caracterizada por amplas margens de comercialização e pelo indicador de endividamento (dívida/ativo) de apenas 14,43% para o total das concessionárias, em dezembro de 1995.*

*Tabela 1 – Endividamento das concessionárias do setor elétrico em 1995*

Empresa	Dívida (*)	Ativo (*)	Divida/Ativo (%)
FURNAS	1.394.341	26.981.776	5,17
ELETROSUL	1.084.228	7.439.916	14,57
CHESF	4.582.948	20.852.022	21,98
ELETRONORTE	1.541.029	21.127.165	7,29
LIGHT	569.792	7.937.616	7,18
CEEE	1.474.456	5.553.168	26,55
CEMIG	756.375	11.354.399	6,66
CESP	6.232.776	23.610.250	26,40
COPEL	602.238	5.749.965	10,47
CPFL	236.937	3.104.543	7,63
ELETROPAULO	1.728.657	12.516.969	13,81
OUTRAS (**)	2.382.852	10.297.032	23,14
<b>T O T A L</b>	<b>22.586.629</b>	<b>156.524.821</b>	<b>14,43</b>

*Fonte: Eletrobrás – DFNC. Sintetizado em IPEA, 1997, p. 31.*

*(\*) R\$ mil de dez/1995 (\*\*) Engloba dados de 21 empresas apresentados pelo IPEA".*

*(VIEIRA, 2005, p. 78-79) <sup>100</sup>.*

Assim, a Lei 8631/93 promoveu o "saneamento financeiro" do setor elétrico, e possibilitou a recuperação das empresas, como se tornou notório nos balanços anuais publicados após a compensação de débitos pendentes e liquidação das dívidas e inadimplementos, com a utilização dos volumosos saldos credores da CRC, originados de

<sup>100</sup> Vieira, José P. – "Energia elétrica como anti-mercadoria e sua metamorfose no Brasil: a reestruturação do setor e as revisões tarifárias", Tese de doutoramento, Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, São Paulo, 2005. O estudo do IPEA citado intitula-se "Infraestrutura: perspectivas de reorganização - Setor elétrico". Fernando Rezende e Tomás Bruginski de Paula (coord.), Brasília, 1997.

insuficiências de remuneração acumuladas ao longo de 15 anos (desde 1978 a taxa real de remuneração setorial ficara abaixo da taxa mínima legalmente assegurada).

Entretanto, após tantos anos de desorganização financeira o setor elétrico havia deixado de iniciar, atrasado ou paralisado obras necessárias para a expansão da geração. Em setembro de 1993, para dar início ou continuidade a obras de geração, o Decreto nº. 915 autorizou como medida emergencial a formação de consórcios de empresas (em geral, grandes consumidoras de energia) para geração de energia elétrica visando atender às necessidades dos consorciados (“autoprodução”), permitindo também que eventual excedente pudesse ser vendido a concessionárias; esses consórcios poderiam também ser formados por empresas concessionárias de geração e empresas interessadas na energia para uso próprio (autoprodutores). Assim, após anos de predomínio estatal praticamente integral na geração, a entrada de capitais privados na geração voltava a ocorrer, por parte de usuários grandes consumidores <sup>101</sup> .

No final de 1993 a proposta de “abrir” as linhas de transmissão para o livre acesso de quaisquer geradores, com a formação de uma grande rede, o SINTREL – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica, a ser administrado pela Eletrobrás, esbarrou na resistência das grandes geradoras estaduais (CEMIG, CESP, COPEL), detentoras de parte importante e essencial da rede de transmissão.

Se, após o encontro de contas e acertos de inadimplências, razões microeconômicas fundadas na crítica situação financeira anterior das empresas não mais estavam presentes como justificativas para a privatização, outras razões maiores continuavam a existir, inclusive de natureza macroeconômica: pressões pelo equilíbrio fiscal e atração de recursos externos (ajuste do balanço de pagamentos). Resolvida a grave crise financeira setorial, e re-equilibradas as empresas, essas razões constituíram então os fundamentos para a decisão de privatização: interesse na arrecadação de recursos fiscais proveniente da venda

---

<sup>101</sup> Após terem sido editadas em 1995 as Leis federais nº 8987 e nº 9074, que trouxeram mudanças importantes para o setor elétrico, em 1996 o Decreto nº 915 foi revogado e substituído pelo Decreto nº 2003, que tratou da autoprodução de energia elétrica, entre outros temas.

das empresas e a adaptação às recomendações de políticas de “ajustamento estrutural” feitas pelas instituições financeiras internacionais.

Os preparativos para a privatização das empresas federais Escelsa e Light, já iniciados com a contratação de consultorias para avaliação econômico-financeira e fixação do valor mínimo de venda (metodologia prevista pelo PND e seu decreto regulamentar), levaram à previsão de privatização da Escelsa no segundo semestre de 1994; entretanto a decisão da venda foi postergada pelo presidente Itamar Franco, que deixou o assunto para o sucessor.

Em 1995, passos importantes foram dados na legislação para a reforma do setor elétrico: em 13 de fevereiro foi editada a Lei nº. 8987, conhecida como a “Lei das Concessões” que “dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências”. Essa lei, que regrou o importante tema das concessões de serviços públicos inserido no artigo 175 da Constituição de 1988, tivera em sua tramitação no Congresso como relator o então senador Fernando Henrique Cardoso, agora presidente da República. E em 07 de julho de 1995 foi editada a Lei no. 9074 que “estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos” e apresentava novas regras e conceitos referentes aos serviços de energia elétrica.

A Lei 8987/95 tratou de concessões em geral; conceituou o “serviço adequado” (cap. II), definiu “direitos e obrigações dos usuários”(cap. III), qualificou a questão da licitação para obter as concessões (cap. V), prevendo os critérios de menor preço para prestação do serviço ou maior pagamento pela concessão; define as responsabilidades ou “encargos do poder concedente” (cap. VII) e os “encargos da concessionária” (cap. VIII), além de tratar da “intervenção” (cap. IX) e da “extinção da concessão” (cap. X), e também do regime “das permissões” (cap. XI). No capítulo IV, ao tratar da questão da “Política Tarifária”, entre outras coisas prevê como será estabelecida a tarifa, e sua preservação pelos mecanismos contratuais da revisão; a obrigação de compensar eventual variação de impostos por meio de revisão de tarifas; o conceito de equilíbrio econômico-financeiro a

ser restabelecido; a questão de utilização das receitas adicionais obtidas para a modicidade tarifária, etc.

A Lei 9074/95 estabeleceu “normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos” e tratou, mais especificamente, de concessões, permissões e autorizações para os serviços de energia elétrica, criando a figura do “Produtor Independente de Energia Elétrica”, definindo as condições para o enquadramento de consumidores como “Consumidor Livre” e a possibilidade de livre escolha do fornecedor de energia, além de tratar das “instalações de transmissão” e dos “consórcios de geração”. A Lei nº. 9074 previu também a possibilidade de nova concessão, ou ‘prorrogação’ das concessões existentes, de modo que as empresas concessionárias estatais pudessem ter suas concessões renovadas para a seguir serem desestatizadas, e fez outros importantes regramentos sobre aspectos atinentes ao processo de privatização, como a utilização da modalidade de leilão para a venda, a obrigatoriedade das cláusulas essenciais nos contratos de concessão, inclusive referente às tarifas, etc.

Não obstante esses importantes passos iniciais de mudança na legislação, muito faltava ainda para a definição do novo “marco regulatório” do setor elétrico e suas instituições. Apesar disso, no entanto, as providências para o processo de privatização do setor elétrico tiveram continuidade, com a inclusão das demais empresas sob o controle da Eletrobrás (grandes geradoras regionais CHESF, FURNAS, ELETRONORTE e ELETROSUL, além das distribuidoras LIGHT e ESCELSA) no Programa Nacional de Desestatização, por meio de Decreto nº. 1503/95. Como se verá, somente no final de 1996 veio a ser criado o novo órgão regulador setorial, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que iniciou suas operações em 1997; a criação do operador independente do sistema elétrico e do mercado atacadista de energia assim como uma maior definição do novo modelo de funcionamento do setor elétrico tiveram de esperar até final de 1998, após a conclusão dos trabalhos do Projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro).

A urgência que foi conferida à privatização nos diversos países não é casual, para o ex-vice presidente e economista-chefe do Banco Mundial, Joseph Stiglitz (2002):

*"The IMF argues that it is far more important to privatize quickly; one can deal with the issues of competition and regulation later. But the danger here is that once a vested interest has been created, it has an incentive and the money, to maintain its monopoly position, squelching regulation and competition, and distorting the political process along the way. There is a natural reason why the IMF has been less concerned about competition and regulation than it might have been. Privatizing an unregulated monopoly can yield more revenue to the government and the IMF focuses far more on macroeconomic issues, such as the size of the government's deficit, than on structural issues such as the efficiency and competitiveness of the industry"*<sup>102</sup>

A privatização da pequena distribuidora federal ESCELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas S/A inaugurou em julho de 1995 a privatização de empresas do setor elétrico. Em novembro de 1995 foi dado um impulso adicional para as privatizações estaduais, com a aprovação pelo Conselho Monetário Nacional (Voto CMN nº. 162 de 30/11/95) do Programa de Apoio à Reestruturação e ao Ajuste Fiscal de Estados que permitia refinanciamento das dívidas estaduais, com prazos e juros atraentes para os novos governadores, que haviam assumido o poder num contexto de endividamento elevado e graves dificuldades financeiras dos Estados, exacerbadas pela política de elevação das taxas de juros praticadas desde a implantação do Plano Real em 1994. Como condição de acesso ao refinanciamento, os Estados deviam assumir junto ao governo federal um compromisso de ajuste que incluía, entre outras medidas, a privatização de empresas estatais sob seu controle <sup>103</sup>.

A renegociação da dívida dos estados reforçou-se com a Medida Provisória nº 1.560, de 19/12/96, pela qual a União ampliava os tipos de dívidas a serem refinanciados, sob aprovação prévia do Senado e do legislativo estadual. Aqui também o refinanciamento estava condicionado às negociações e compromissos dos estados com as diversas medidas

---

<sup>102</sup> Stiglitz, J. – “Globalization and its discontents”, Penguin Books, New York, 2002, p. 56. *Grifos nossos*.

<sup>103</sup> Em 19 de dezembro de 1995 o estado de Mato Grosso do Sul, por exemplo, já aprovava a Lei n. 6695, que autorizou o Poder Executivo a aderir ao Programa e assumir, junto ao governo federal, o compromisso de ajuste fiscal, com metas de controle e redução de despesas de pessoal, implementação de *programas de privatização de empresas estatais*, concessão de serviços públicos, reforma patrimonial, incremento da receita tributária própria, compromisso de resultado fiscal, redução e controle do endividamento.

de “disciplina fiscal” do Programa de Ajuste Fiscal e Reestruturação Financeira dos Estados, entre as quais se encontram as metas referentes à “(...) privatização, permissão ou concessão de serviços públicos, reforma administrativa e patrimonial”<sup>104</sup>.

Como observou Lopreato (2000):

*"A questão inicial a ser entendida neste processo é o poder inusitado da esfera federal de ditar as diretrizes de renegociação das dívidas. A evolução do estoque das dívidas, a perda do poder de ajustar as contas públicas com o fim da inflação e a redução do potencial de arrecadação fiscal deixaram os estados enfraquecidos para fazer frente às propostas do programa federal. A correlação de forças e o quadro de crise deixaram poucas opções aos estados senão acatarem as regras do programa porque fora dele era certa a situação de inviabilidade financeira".*

Mais ainda:

*"...o caráter da renegociação da dívida estadual só pode ser entendido quando se discute seu papel como instrumento de transformação do Estado. O objetivo não é apenas o de controlar o endividamento, mas reestruturar o setor público e garantir maior presença do setor privado"<sup>105</sup>.*

A privatização das distribuidoras federais teve continuidade em maio de 1996 com a venda da Light, a outra distribuidora sob controle do grupo Eletrobrás.

Para impulso adicional à privatização foi criado no âmbito do BNDES (gestor do Programa Nacional de Desestatização) o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE), que antecipava recursos aos estados, sob garantia das ações das empresas estatais estaduais a serem privatizadas. Ainda em 1996 foi privatizada a distribuidora estadual fluminense CERJ (hoje Ampla), seguindo-se um vigoroso impulso no movimento de privatizações, com a venda de 8 distribuidoras sob controle estadual em 1997 (a COELBA-BA; 2 empresas cindidas da gaúcha CEEE, depois denominadas RGE e AES-SUL; CPFL-SP; ENERSUL-MS; CEMAT-MT; ENERGIPE-SE e COSERN-RN), e 5 distribuidoras em

---

<sup>104</sup> Medida Provisória n. 1560, de 19/12/1996, art. 2º, inciso V, publicada D.O.U. 20/12/96. Republicada diversas vezes, MPv n. 1560-8 foi finalmente convertida na Lei n. 9496/97.

<sup>105</sup> Lopreato, Francisco L. C. “O endividamento dos governos estaduais nos anos 90”, Textos para discussão nº. 94, IE/Unicamp, n. 94, Campinas, março 2000, p. 82. *Grifo nosso*.

1998 (COELCE-CE; ELETROPAULO-SP e sua cindida BANDEIRANTE; CELPA-PA e ELEKTRO-SP, cindida da CESP).

Como sintetizou PIRES (2000)<sup>106</sup>:

*"Além de privatizar as distribuidoras federais - Light e Escelsa - o governo procurou estimular a venda das distribuidoras estaduais criando o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE) pelo qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados por conta do que seria obtido nos leilões, após a aprovação do plano de privatização pelas Assembléias Legislativas Estaduais. Como resultado desses estímulos, até fevereiro/2000 cerca de 65% do mercado nacional de distribuição já haviam sido transferidos para a iniciativa privada, com participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus (Tabela 2) .*

---

<sup>106</sup> Pires, J.C.L – “Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro”, Textos para discussão nº 76, Rio de Janeiro, BNDES, março de 2000, pág. 15.

**Tabela 2**  
**Processo de Privatização do Setor Elétrico Brasileiro (1995-1999)**

<i>Empresa</i>	<i>Data da Venda</i>	<i>Principais Acionistas</i>	<i>Participação no Mercado Nacional (%)*</i>
<b>I. Distribuição Sul-Sudeste-Centro-Oeste</b>			
1. Escelsa/ES	12/07/95	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	2,2%
2. Light/RJ	21/05/96	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	9,0%
3. Cerj	20/11/96	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	2,4%
4.RGE/RS	21/10/97	VBC (Brasil), CEA (Estados Unidos)	1,9%
5. AES Sul/RS	21/10/97	AES (Estados Unidos)	2,4%
6. CPFL/SP	01/11/97	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil)	7,1%
7.Enersul/MS	19/11/97	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	1,0%
8. Cemat/MT	27/11/97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	0,95%
9. Metropolitana/SP	15/04/98	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	13,7%
10. Elektro/SP	16/07/98	Enron (Estados Unidos)	4,1%
11. Bandeirante	17/09/98	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil), EDP (Portugal)	9,2%
<b>II. Distribuição Norte-Nordeste</b>			
12. Coelba/BA	01/07/96	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	3,3%
13. Energipe/SE	01/12/97	Cataguases (Brasil), CM S (Estados Unidos)	0,6%
14. Cosern/RN	01/12/97	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	0,9%
15. Coelce/CE	02/04/98	Endesa(Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	1,9%
16. Celpa/PA	01/07/98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,2%
17. Celpe/PE	17/02/2000	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	2,4%
<b>III. Geração</b>			
18. Cachoeira Dourada/GO	05/09/96	Endesa (Chile)	0,03%
19. Gerasul/SC	15/09/98	Tractebel (Belgica)	6,8%
20. Paranapanema/SP	28/07/99	Duke-Energy (Estados Unidos)	4,9%
21. Itaipu/SP	27/10/99	AES (Estados Unidos)	5,6%

Fonte: BNDES

Obs:

(\*) Participação: Distribuidoras, por Energia Vendida e Geradoras, por Geração Bruta Total;

(\*\*) A EDP (Portugal) adquiriu 73% do Grupo Iven em 25/08/99.

Em 2000 as privatizações de distribuidoras foram concluídas com a venda da SAELPA (S.A. de Eletrificação da Paraíba, adquirida pelo grupo Cataguazes-Leopoldina, Brasil) e da

CEMAR (Companhia Energética do Maranhão, vendida à norte-americana Penvsylvania Power & Light, e posteriormente adquirida pela GP Investimentos, Brasil) <sup>107</sup>.

A “seqüência” da privatização, com a venda das distribuidoras antes das grandes geradoras federais, foi à época justificada pelo governo federal como necessária para assegurar o interesse de investidores na privatização da geração, pois assim se eliminavam receios de eventual inadimplência das distribuidoras estaduais, como a ocorrida no início dos anos 90.

A privatização das geradoras, iniciada em 1996 por Cachoeira Dourada S/A (cisão da concessionária estadual CELG, de Goiás), foi seguida em 1998 pela federal Gerasul (cisão da ELETROSUL, que de geradora federal regional se manteve na função de transmissão); em 1999 pela CESP Paranapanema (depois Duke Energy) e CESP Tietê (depois AES Tietê) – surgidas da cisão da maior geradora do País à época, a estadual CESP (que manteve a geração do Rio Paraná) <sup>108</sup>. A CEMIG, concessionária estadual verticalizada (geração, transmissão e distribuição), de Minas Gerais, embora não privatizada teve 1/3 das ações ordinárias vendidas em 1997 para o Banco Opportunity, Southern Electric Brasil Participações e AES Corporation (EUA); a também verticalizada COPEL (Paraná) com alienação aprovada na Assembléia Legislativa, não foi privatizada.

Apesar de incluídas em 1995 no Programa Nacional de Desestatização, as três maiores geradoras federais da Eletrobrás, com âmbito de atuação regional – ELETRONORTE (região Norte), CHESF (Nordeste) e FURNAS (Sudeste), após diversas marchas e contramarchas não foram privatizadas, dada a importante articulação de interesses envolvidos. No quadro a seguir são apresentadas as principais geradoras e distribuidoras estatais originais, e as empresas cindidas ou privatizadas e seu controlador.

---

<sup>107</sup> Embora não privatizadas, as distribuidoras estaduais CEAM, CERON, Eletroacre, CEAL e CEPISA foram transferidas para o governo federal e passaram ao controle da Eletrobrás, que também recebeu a geradora térmica CGTEE, oriunda de cisão da estadual “verticalizada” CEEE (Rio Grande do Sul).

<sup>108</sup> Da CESP originaram-se ainda a distribuidora Elektro (privatizada em 1999) e a transmissora CTEEP (privatizada em 2006 após absorver a EPTE – Empresa Paulista de Transmissão de Energia, uma empresa de transmissão cindida da Eletropaulo).

## Brasil - Setor elétrico - Empresas estatais, cindidas e privatizadas

Região/Estado	Empresa	Cindidas ou sucessoras	Controlador	País
<b>Norte</b>				
<b>Região</b>	<b>ELETRONORTE (G)</b>		Eletróbrás	Brasil
Amazonas	<b>CEAM</b>	CEAM (D)	Eletróbrás	Brasil
Rondonia	<b>CERON</b>	CERON (D)	Eletróbrás	Brasil
Acre	<b>ELETROACRE</b>	ELETROACRE (D)	Eletróbrás	Brasil
Roraima	<b>CER</b>	CER (D)	Gov. Est. Rondônia	Brasil
Amapá	<b>CEA</b>	CEA (D)	Gov. Est. Amapá	Brasil
Pará	<b>CELPA</b>	CELPA (D)	Grupo Rede	Brasil
Tocantins	<b>CELTINS</b>	CELTINS (D)	Grupo Rede	Brasil
<b>Nordeste</b>				
<b>Região</b>	<b>CHESF (G)</b>		Eletróbrás	Brasil
Piauí	<b>CEPISA</b>	CEPISA (D)	Eletróbrás	Brasil
Alagoas	<b>CEAL</b>	CEAL (D)	Eletróbrás	Brasil
Maranhão	<b>CEMAR</b>	CEMAR (D)	GP Investimentos (1)	Brasil
Paraíba	<b>SAELPA</b>	SAELPA (D)	Cataguazes	Brasil
Sergipe	<b>ENERGIPE</b>	ENERGIPE (D)	Cataguazes	Brasil
Ceará	<b>COELCE</b>	COELCE(D)	Endesa	Espanha
Rio Grande Norte	<b>COSERN</b>	COSERN (D)	Neoenergia (Iberdrola e ots)	Espanha
Pernambuco	<b>CELPE</b>	CELPE (D)	Neoenergia (Iberdrola e ots)	Espanha
Bahia	<b>COELBA</b>	COELBA (D)	Neoenergia (Iberdrola e ots)	Espanha
<b>Sudeste</b>				
<b>Região SE/CO</b>	<b>FURNAS (G)</b>		Eletróbrás	Brasil
		FURNAS	Eletróbrás	Brasil
		ELETRONUCLEAR	Eletróbrás	Brasil
São Paulo	<b>CESP</b>	CESP (G) - rio Paraná	Gov. Estado S. Paulo	Brasil
		AES Tietê (G) - rio Tietê	AES	EUA
		DUKE (G) - rio Paranapanema	Duke Energy	EUA
		ELEKTRO (D)	AEI Ashmore En. Intl.(2)	EUA
		CTEEP (Transmissão)	ISA Interconexión Eléctrica	Colômbia
	<b>ELETROPAULO</b>	AES-ELETROPAULO (D)	AES	EUA
		BANDEIRANTE (D)	EDP	Portugal
		PIRATININGA (D)	CPFL Energia (3)	Brasil
		EMAE (G)	Gov. Estado S. Paulo	Brasil
		EPTe (T), incorp.à CTEEP	ISA Interconexión Eléc.	Colômbia
<b>CPFL</b>	CPFL (D)	CPFL Energia (3)	Brasil	
	CPFL (G)	CPFL Energia (3)	Brasil	
Minas Gerais	<b>CEMIG</b>	CEMIG G/T/D	Gov. Est. Minas Gerais	Brasil
Rio de Janeiro	<b>LIGHT</b>	LIGHT (G)	RME Rio-Minas En. (4)	Brasil
	<b>CERJ</b>	AMPLA (D)	Endesa	Espanha
Espirito Santo	<b>ESCELSA</b>	ESCELSA	EDP	Portugal
<b>Centro-Oeste</b>				
Goiás	<b>CELG</b>	CELG (D)	Gov. Est. Goiás	Brasil
		CDSA Cachoeira Dourada (G)	Endesa	Espanha
Mato Grosso. Sul	<b>ENERSUL</b>	ENERSUL (D)	EDP	Portugal
Mato Grosso	<b>CEMAT</b>	CEMAT (D)	Grupo Rede	Brasil
Distrito Federal	<b>CEB</b>	CEB (D)	Gov. Distrito Federal	Brasil
<b>Sul</b>				
<b>Região</b>	<b>ELETROSUL (G)</b>		Suez Energy Intl.	França-Bélgica
		TRACTEBEL (G)	Eletróbrás	Brasil
		ELETROSUL (T/G)	Eletróbrás	Brasil
Paraná	<b>COPEL</b>	COPEL (G/T/D)	Gov. Est. Paraná	Brasil
Santa Catarina	<b>CELESC</b>	CELESC (D)	Gov. Est. S. Catarina	Brasil
Rio Grande do Sul	<b>CEEE</b>	CEEE (D)	Gov. Est. R. G. Sul	Brasil
		AES-Sul (D)	AES	EUA
		RGE (D)	CPFL Energia (5)	Brasil
		CGTEE (G)	Eletróbrás	Brasil

Observações:

- (1) Após a privatização o controlador original era a PPL - Pennsylvania Power & Light (EUA).
- (2) Após a privatização o controlador original era a ENRON (EUA), depois a Prisma.
- (3) CPFL Energia é controlada por VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Corrêa), Previ e Bonaire (fundos de pensão Funcesp, Sistel, Petros e Sabesprev)
- (4) Após a privatização o controlador original eram a EDF - Electricité de France e outros.
- (5) Na privatização original o controlador eram VBC (Brasil) e CEA (EUA).

A cisão da parcela de geração nuclear de Furnas deu origem à empresa Eletronuclear, posta sob o controle da Eletrobrás, que assumiu também o controle da CGTEE – Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica, empresa geradora térmica (carvão) surgida da cisão da estadual CEEE (Rio Grande do Sul).

## **A re-estruturação: nova legislação, Projeto RE-SEB, novo modelo e novas instituições**

Em fevereiro de 1995 a edição da **Lei n. 8987**<sup>109</sup> (“Lei geral das concessões”), de autoria do ex-senador e agora Presidente da República, Fernando Henrique Cardoso, deu a base inicial para as mudanças subseqüentes mais importantes para a reforma do setor elétrico, que foram consubstanciadas na Lei nº 9074 de julho de 1995, Lei nº 9427 de dezembro de 1996 e Lei nº 9648 de maio de 1998, e nas definições do Projeto RE-SEB (Projeto de re-estruturação do setor elétrico brasileiro, cuja atividade estendeu-se de 1996 a 1998), que implementaram o “novo modelo” de funcionamento do setor elétrico e suas novas instituições (modelo que após o racionamento de 2001-2002 sofreu importantes revisões).

Em seu artigo 1º a Lei n. 8987 estabeleceu que “as concessões de serviços públicos e de obras públicas, e as permissões de serviços públicos, reger-se-ão pelo artigo 175 da Constituição Federal, por esta lei, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos indispensáveis contratos” (grifo nosso). Em seu capítulo II, a lei conceitua o “serviço adequado” (“que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”, esclarecendo que a atualidade compreende não só a modernidade de técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, mas também a melhoria e expansão do serviço), e ressalta não se caracterizar como descontinuidade a interrupção do serviço em situação de

---

<sup>109</sup> Lei n. 8987, de 13/02/1995; “Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências”, disponível em: <http://www.presidencia.gov.br/legislacao/>

emergência ou após prévio aviso, por razões de ordem técnica ou de segurança, assim como por *inadimplemento do usuário*, assegurando o direito à interrupção do serviço em caso de não-pagamento.

O capítulo III (“Dos direitos e obrigações dos usuários”) previu, entre outros, o direito do consumidor *“obter e utilizar o serviço, com liberdade de escolha, observadas as normas do poder concedente”* – introduzindo assim a nova perspectiva do consumidor livre, que pode escolher o prestador de serviço, diversa da tradicional, em que o consumidor era “cativo” da empresa monopolista <sup>110</sup>.

O capítulo IV (*Da política tarifária*) previu importantes mecanismos para dar ao concessionário maior segurança quanto aos resultados de seu investimento, ao estabelecer que a tarifa é *“...fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta lei, no edital e no contrato”* (art. 9º), e que os contratos *“poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro”* (parágrafo 2º) bem como que, exceção feita aos impostos sobre a renda, *“a criação, alteração, ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais (...) implicará a revisão da tarifa para mais ou para menos, conforme o caso”* (parágrafo 3º), determinando que *“em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo concomitantemente à alteração”* (parágrafo 4º).

O capítulo V (“Da licitação”) prevê que toda concessão de serviço público deve ser objeto de prévia licitação, sendo estabelecidos como critérios de julgamento *“o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado”*, ou *“a maior oferta, no caso de pagamento ao poder concedente pela outorga de concessão”*, assim como uma combinação desses critérios <sup>111</sup>. A privatização de empresas concessionárias detentoras de concessão utilizou sempre o critério de maior oferta de pagamento, assim como a concessão dos aproveitamentos para

---

<sup>110</sup> Lei 8987, art. 7º, inciso III, ajustado depois pela Lei n. 9648 “liberdade de escolha entre vários prestadores de serviço, quando for o caso, observadas as normas do poder concedente”.

<sup>111</sup> A Lei 9648/98 incluiu outros critérios, como a “melhor proposta técnica”, que poderia ser combinada com a menor tarifa ou com a maior oferta de pagamento, assim como a melhor oferta de pagamento pela outorga, após qualificação das propostas técnicas.

exploração de serviços de geração de energia elétrica, privilegiando a arrecadação de recursos ao Estado, em vez de atenuação do valor tarifário.

Ainda no que se refere aos procedimentos de licitação, a lei estabelece os diversos itens que *o edital já deverá conter*, dentre os quais os *critérios de reajuste e revisão de tarifas* devendo ainda apresentar, “nos casos de concessão, a *minuta do respectivo contrato*, que conterá as *cláusulas essenciais*”. O capítulo VI (Do contrato de concessão) descreve em seu art. 23, entre outras cláusulas essenciais, as referentes ao objeto, à área e prazo da concessão; ao modo, forma e condições de prestação do serviço; aos direitos e deveres dos usuários; à fiscalização; às penalidades contratuais e administrativas; aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço; e ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas <sup>112</sup>.

A parte referente a “encargos do poder concedente” (capítulo VII) inclui entre outros regulamentar e fiscalizar o serviço (gozando de acesso à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros), aplicar as penalidades, intervir na concessão ou a extinguir nos casos e condições previstas, zelar pela boa qualidade assim como “*homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato*”.

Entre as obrigações da concessionária (“Encargos da concessionária”, cap. VIII) figuram a prestação de serviço adequado e diversas outras, entre as quais permitir o livre acesso da fiscalização, em qualquer época, às obras, aos equipamentos e instalações do serviço, bem como a seus registros contábeis. O capítulo IX (Da intervenção) e o capítulo X (Da extinção da concessão) enumeram as várias situações ensejadoras desses atos pelo poder concedente, estabelecem critérios para tais medidas, o direito de ampla defesa e a obrigatoriedade de comprovar as causas determinantes, prevendo, no caso da intervenção, que “se ficar comprovado que a intervenção não observou os pressupostos legais e regulamentares, será declarada sua nulidade, sem prejuízo de seu direito à indenização”, além de estipular prazo de conclusão de “até cento e oitenta dias, sob pena de considerar-

---

<sup>112</sup> Lei 8987, artigo 23 e seus incisos.

se inválida a intervenção”. No caso da extinção prevê de modo similar suas diversas razões (*final do contrato; encampação* por motivo de interesse público com o prévio pagamento de indenização; *caducidade* por inexecução total ou parcial do contrato, cuja inadimplência só será objeto de processo após comunicar à concessionária, detalhadamente, os descumprimentos contratuais, concedendo prazo para a correção de falhas e transgressões; *rescisão* por iniciativa da concessionária, no caso de descumprimento das normas contratuais pelo poder concedente, mediante ação judicial transitada em julgado; e anulação, *falência* ou *extinção* da empresa, sempre buscando estabelecer os critérios e prevendo o devido processo e direito de defesa <sup>113</sup>.

Assim, a “Lei das concessões” de fevereiro de 1995 estabeleceu importantes regras para atrair capitais privados para as concessões de serviços públicos. Nas palavras do então presidente da República Fernando Henrique Cardoso, na abertura do “Seminário sobre Concessões de Serviços Públicos”, realizado em Brasília em abril de 1995:

*“Foi preciso um esforço adicional, tendo eu já passado pelo Ministério da Fazenda sem conseguir obter a aprovação da lei, para que, no primeiro mês de exercício da Presidência da República, com a cooperação do Secretário de Energia e dos Governadores dos Estados mais diretamente atingidos favoravelmente por esta Lei, nós pudéssemos finalmente levá-la, ou trazê-la, no meu caso, à sanção. Foi sancionada e, hoje, é uma lei.”* <sup>114</sup>

No que se refere às necessárias adaptações a serem feitas em cada setor afetado pela nova Lei de Concessões, Cardoso comenta mais adiante:

*“A aprovação da Lei de Concessões, Senhores Ministros, foi o primeiro resultado concreto da ação deste Governo neste ano. Esta Lei de Concessão, agora, precisa do conhecimento e do respaldo da sociedade e dos investidores. Precisa da velocidade das burocracias, que as redefinições dos*

---

<sup>113</sup> Quanto às permissões de serviço público, são tratadas em um único artigo, que prevê sua formalização “mediante contratos de adesão, que observará os termos desta lei, das demais normas pertinentes e do edital de licitação, inclusive quanto à precariedade e à revogabilidade unilateral do contrato pelo poder concedente”, aplicando a elas o disposto na lei. Nas suas Disposições finais e transitórias (cap. XII) a Lei n. 8987 reconhece as concessões outorgadas anteriormente à sua vigência (que deverão ser licitadas após encerrado seu prazo), mas extingue as concessões feitas sem licitação após a Constituição de 1988 e aquelas anteriores à Constituição cujas obras não tenham sido iniciadas, além de estabelecer prazo de 180 dias para apresentação de um plano de conclusão de obras atrasadas, sob pena de extinção da concessão.

<sup>114</sup> Presidente Fernando Henrique Cardoso, Discurso na solenidade de abertura do “Seminário sobre Concessões de Serviço Públicos”, Palácio do Planalto, Brasília, 12 de abril de 1995, “Palavra do Presidente – 1º semestre – 1995”, disponível em [http://www.ifhc.org.br/Upload/conteudo/95\\_1\\_49.pdf](http://www.ifhc.org.br/Upload/conteudo/95_1_49.pdf), pág. 329. Acesso em 12 de maio de 2007.

*Ministérios sejam feitas com presteza. E precisa da clarividência dos que vão desenhar os modelos dentro dos quais nós vamos trabalhar.”* <sup>115</sup>

Em julho desse mesmo ano de 1995 novas e importantes definições para o setor elétrico foram trazidas pela **Lei n. 9074** <sup>116</sup> que, em suas disposições iniciais, veda “... à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios executarem obras e serviços públicos por meio de concessão e permissão de serviço público sem lei que lhes autorize e fixe os termos” (art. 2º, grifo nosso), estabelecendo no art. 3º que na aplicação dos artigos 42, 43 e 44 da Lei nº 8987 (Lei Geral de Concessões), que tratam da validade e prorrogação de concessões inclusive de obras em atraso, outorgadas anteriormente, o poder concedente deverá observar:

*“I - garantia da continuidade na prestação dos serviços públicos; II – prioridade para conclusão de obras paralisadas ou em atraso; III – aumento da eficiência das empresas concessionárias, visando à elevação da competitividade global da economia nacional; IV – atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional inclusive as rurais; V – uso racional dos bens coletivos, inclusive os recursos naturais”.*

Mas é no capítulo II da Lei 9074 que se encontram as definições mais específicas “*Dos serviços de energia elétrica*”, que “*serão contratados, prorrogados ou outorgados nos termos desta e da Lei nº 8987 e demais*” (art. 3º, grifo nosso). A Lei nº 9074 fixou o prazo de duração das concessões de geração (35 anos, prorrogáveis por igual período) <sup>117</sup>, de transmissão e distribuição (30 anos, prorrogáveis por igual período), sendo obrigatória a concessão, permissão ou autorização para a exploração de serviço público, só dispensada em situações de menor relevância (pequenos aproveitamentos hidráulicos de potência até 1.000 kW ou térmicos até 5.000 kW).

A Lei nº 9074 definiu também os *novos agentes e instituições* que compõem o novo modelo de funcionamento setorial:

---

<sup>115</sup> Ibid, pág. 342.

<sup>116</sup> Lei nº 9074, de 07 de julho de 1995, que “estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências”, disponível em: <http://www.presidencia.gov.br/legislacao/>

<sup>117</sup> Em 2004 a prorrogação das concessões de geração foi limitada a 20 anos, pela Lei 10848.

- O **produtor independente de energia elétrica**, caracterizado como a "pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco"<sup>118</sup>, estando "sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto neste Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização" (art. 11 e parágrafo único).
- O **consumidor livre**, que pode adquirir livremente a energia elétrica que necessita, não ficando restrito à concessionária da área geográfica onde está localizado. Nos termos da lei, compreendia consumidores pré-existentes "com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica" (art. 15, grifo nosso), assim como os novos consumidores (art. 16) com carga "igual ou superior a 3.000 kW atendidos em qualquer classe de tensão" que podem escolher livremente o seu fornecedor. A lei previa que, após 3 anos, ficava ampliada a opção de compra dos consumidores pré-existentes a "qualquer concessionário, permissionário, ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as supridoras regionais"<sup>119</sup>. E após 5 anos da publicação da lei seriam considerados livres todos "os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV" (art. 15, parágrafo 2º). Porém, os contratos de fornecimento vigentes deviam ter os seus prazos respeitados; na ausência de cláusulas sobre prazo, a opção por outro fornecedor só podia ocorrer 3 anos após notificação do consumidor ao fornecedor atual. E oito anos após a publicação da lei (ou seja, a partir de 2003), "o poder concedente poderá

<sup>118</sup> Embora a noção de Produtor Independente de Energia (PIE) lembre o gerador proprietário de uma QF (*qualified facility*) tratado pela PURPA dos EUA, vale recordar que este era um supridor habilitado a vender sua energia apenas à utility, que constituía a compradora única (*single buyer*), e era obrigada a comprar abaixo do "custo evitado". No Brasil o PIE foi definido como um gerador que pode vender sua energia livremente "por sua conta e risco", às distribuidoras e aos chamados "consumidores livres".

<sup>119</sup> Em 1998 a Lei 9648 retirou a limitação de compra a agentes do mesmo sistema interligado, bem como a restrição às supridoras regionais.

*diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos”* (art. 15 parágrafo 3º) de modo a ampliar o número de consumidores considerados livres para escolher seus fornecedores.<sup>120</sup>

- O **livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão** de concessionário e permissionário de serviço público, por parte de fornecedores e respectivos consumidores, foi assegurado pela lei 9074 (art. 15 parágrafo 6º), *“mediante o ressarcimento do custo do transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente”* – ou seja, com tarifas reguladas – permitindo assim o uso das instalações da rede elétrica por terceiros, o que é essencial para a desejada competição entre fornecedores. Caberia ainda ao poder concedente *“definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição, e as de interesse exclusivo das centrais de geração”* (art. 17)

A Lei nº 9074 dispôs que quaisquer subsídios tarifários devem ser criados por meio de lei que estabeleça a origem dos recursos para sua concessão (a possibilidade de concessão de subsídios era uma das fontes de preocupações, por reduzir a receita e provocar distorções no uso da energia e no preço como ‘sinal econômico’), e previu a *reestruturação do serviço com prorrogação das concessões, e a privatização com a outorga da concessão simultânea*, no caso de venda de empresas estatais, estabelecendo que o edital de venda de empresas (privatização) já deveria conter as cláusulas contratuais essenciais e o prazo de concessão para a prestação do serviço.

A previsão legal de prorrogação das concessões existentes teve um importante papel ao permitir a privatização de uma empresa estatal *logo após a renovação da concessão*: a já mencionada privatização da distribuidora Escelsa - Espírito Santo Centrais Elétricas S/A, do grupo Eletrobrás, ocorreu em julho de 1995 poucos dias após a aprovação da Lei nº

---

<sup>120</sup> Esse limite não foi reduzido, exceto quanto aos chamados “consumidores especiais”, com demanda de potência (carga) entre 500 kW e 3.000 kW, que devem adquirir a energia elétrica diretamente de fontes incentivadas (pequena central hidrelétrica com potência até 30 MW, biomassa, eólica).

9074; na seqüência foi privatizada em maio de 1996 a também distribuidora LIGHT, do grupo federal Eletrobrás <sup>121</sup> e a distribuidora estadual CERJ (hoje AMPLA) em novembro – embora a legislação do novo “marco regulatório” estivesse ainda incompleta e não tivessem sido criadas instituições fundamentais ao funcionamento do “novo modelo” – que, aliás mal começara a ser discutido.

Faltavam surgir ainda como a *agência reguladora independente*, o *operador independente do sistema elétrico* (agente encarregado da despacho das usinas e a gestão da rede elétrica para a garantia do livre acesso), e o *mercado livre atacadista de energia*, além da regulação econômica setorial carecer de maior e melhor definição.

A legislação setorial básica teve continuidade com a **Lei nº. 9427**, editada em dezembro de 1996, que *“institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime econômico das concessões de energia elétrica e dá outras providências”*. <sup>122</sup>

Os capítulos I e II tratam da agência reguladora, respectivamente quanto às “atribuições e organização” e “receitas e do acervo da autarquia”. A Agência reguladora é instituída sob a forma de uma *“autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia”* (art. 1º), com finalidade de *“regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal”*. Entre as suas atribuições incluíam-se, entre outras, as de *“aplicar penalidades regulamentares e contratuais”, “homologar reajustes e proceder à revisão de tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”, “cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão”, “zelar pela boa qualidade do serviço”, “estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação”, “incentivar a competitividade”, “celebrar e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênio com órgãos estaduais, as concessões e a prestação de serviços de energia elétrica”*. A composição da Diretoria, a forma de nomeação

<sup>121</sup> O interesse maior da Eletrobrás sempre fora a geração, com suas 4 grandes geradoras regionais (CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE) e 50% de Itaipu Binacional. A ESCELSA surgira da fusão da empresa estadual de mesmo nome com a CCBFE - Cia. Central Brasileira de Força Elétrica, de propriedade do grupo AMFORP (que passou ao controle da Eletrobrás em 1964), e a LIGHT foi adquirida pela Eletrobrás do grupo canadense Brascan em 1979.

<sup>122</sup> Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, disponível em: <http://www.presidencia.gov.br/legislacao/>

de seus dirigentes (pelo Presidente da República, após prévia aprovação do Senado Federal) e outros temas pertinentes à sua administração foram tratados de modo geral, depois detalhados em outras normas <sup>123</sup>. Como fonte de recursos da agência foi criada a Taxa de Fiscalização sobre Serviços de Energia Elétrica, à qual poderiam somar-se outras receitas, inclusive do Tesouro Nacional; no entanto, previu-se que suas receitas deveriam "*dispensar no prazo máximo de três anos, os recursos ordinários do Tesouro Nacional*", em consonância com a intenção de se conceder autonomia financeira à agência reguladora independente <sup>124</sup>.

Mas a ANEEL só foi efetivamente constituída em 6 de outubro de 1997, pelo Decreto nº 2.335, sob forma de uma autarquia especial em substituição ao DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia). A criação da agência reguladora teve a finalidade de estabelecer, como ocorreu em outros países, um regulador "imune" ao governo, um "órgão de Estado", teoricamente não sujeito às pressões de interesses políticos, que poderia exercer suas funções de modo independente, podendo assegurar a estabilidade do marco regulatório e criar assim condições favoráveis para a atração de investidores privados para o setor elétrico. Por não ser objeto de "injunção política" do governo – ou melhor, dos sucessivos governos durante os quais permanece válida a concessão para prestação do serviço – o regulador independente, técnico, daria maior segurança, visibilidade e previsibilidade de longo prazo, para investidores interessados em trazer capitais a um setor cujo prazo de retorno é longo (em torno de 30 anos de concessão), atravessando portanto diversos governos <sup>125</sup>.

O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, tratado no capítulo III da Lei nº 9427, compreende: "*tarifas baseadas no serviço pelo preço*", obrigação da concessionária "*realizar investimentos em obras e instalações (...), de modo a*

---

<sup>123</sup> Por exemplo, no Decreto nº 2335/97, que a constituiu, e na Lei nº 9986, de 18/7/2000 que "dispõe sobre a gestão de recursos humanos das agências reguladoras e dá outras providências".

<sup>124</sup> Em anos subsequentes ocorreu o contingenciamento de recursos destinados à agência.

<sup>125</sup> Ver "O direito das agências reguladoras independentes", Marçal Justen Filho, ed. Dialética, São Paulo, 2002, cap. II, e "Agências reguladoras – instrumentos de fortalecimento do Estado", Floriano Azevedo Marques Neto, ed. ABAR – Associação Brasileira de Agências de Regulação, São Paulo, 2003.

*assegurar a qualidade do serviço de energia elétrica” e “a apropriação dos ganhos de eficiência empresarial e da competitividade”. (art. 14 e incisos, grifos nossos)*

O regime do “serviço pelo preço” é definido (art. 15) como *“o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas: I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública (...); II - no contrato que prorrogue a concessão existente (...); III - no contrato de concessão celebrado em decorrência de desestatização (...); IV - em ato específico da ANEEL que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato (...)”*

No caso de tarifas fixadas em decorrência de revisão ou reajuste, a ANEEL deve manifestar-se no prazo máximo de trinta dias contados da apresentação da proposta pela concessionária ou permissionária, sendo *“vedada a formulação de exigências que não se limitem à comprovação dos fatos alegados para a revisão ou reajuste, ou dos índices utilizados”* (art. 15, IV, parágrafo 1º). Além disso, *“a não-manifestação da ANEEL no prazo fixado representará a aceitação dos novos valores apresentados, para sua imediata aplicação”* (parágrafo 2º). Esse procedimento buscava eliminar eventuais receios dos investidores quanto aos riscos de mecanismos redutores ou protelatórios de reajustes ou revisões que pudessem gerar prejuízos, como ocorrera anteriormente às empresas estatais.

Portanto, ao mesmo tempo em que institui o regulador independente, a Lei nº 9427 explicitou a regulação econômica pelo regime de tarifas máximas (“price-cap”) com regras contratuais de reajuste e revisão periódica, e a apropriação dos ganhos de eficiência em favor do consumidor (o chamado “fator X”) <sup>126</sup>.

Entretanto, antes mesmo da edição da Lei nº 9427 (em 26 de dezembro de 1996), os editais para privatização da LIGHT (ocorrida em maio de 1996) e da CERJ (ocorrida em novembro de 1996) apresentavam uma minuta do contrato de concessão a ser assinado

---

<sup>126</sup> A Exposição de Motivos da lei feita pelo Deputado José Carlos Aleluia, engenheiro originário do setor elétrico e ex-presidente da CHESF, do grupo Eletrobrás, explicita a intenção de instituir a regulação por incentivos, estimulando os concessionários eficientes e pondo fim ao regime do “serviço pelo custo” – ironizado na Exposição de Motivos como “serviço a qualquer custo”, em provável alusão aos bilhões de dólares que custara ao Tesouro a indenização da CRC implementada pela Lei nº 8631/93.

após a aquisição das empresas, que já apresentava diversas regras econômicas em sua “Cláusula Sétima - Tarifas aplicáveis na prestação do serviços”, a saber:

- (a) explicitava o reconhecimento do concessionário de que as tarifas fixadas na data de assinatura do contrato, em conjunto com as regras de reajuste e revisão descritas, eram consideradas suficientes “para a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro” do contrato (1ª subcláusula);
- (b) trazia os procedimentos do reajuste anual (2ª, 3ª e 4ª subcláusulas) e da revisão periódica das tarifas (5ª subcláusula); esta, entre outros fatores, deveria considerar os “estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas”;
- (c) previa a fixação pelo poder concedente de um valor X “que deverá ser subtraído ou acrescido” na variação do índice utilizado no reajuste anual das tarifas (6ª subcláusula);
- (d) continha previsão de uma revisão extraordinária, em caso de ruptura do equilíbrio econômico-financeiro inicial (7ª subcláusula);
- (e) estipulava que “a criação, a alteração ou a extinção de quaisquer tributos ou encargos legais”, exceção feita aos impostos sobre a renda, “implicará a revisão das tarifas, para mais ou para menos” (8ª. subcláusula);

Encaminhada a questão da regulação econômica, o teor dos contratos de concessão da Light e Cerj correspondeu, com poucas diferenças, ao dos contratos firmados a partir de então pelo Poder Concedente com outras distribuidoras, privatizadas ou não <sup>127</sup>.

Em paralelo aos ajustes da legislação e definições da regulação econômica para privatização, a discussão sobre a reforma setorial era desenvolvida no âmbito da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia. Por meio de licitação internacional foram

---

<sup>127</sup> As diferenças mais importantes residiram no número de anos previsto até a data da primeira revisão periódica das tarifas e, a partir dessa primeira revisão, entre as revisões periódicas subsequentes. No caso da Light e CERJ, a primeira revisão periódica de tarifas devia ocorrer “um ano após o sétimo reajuste anual” depois da assinatura do contrato, e a cada cinco anos a partir de então. Para as demais distribuidoras, os prazos até a revisão tarifária inicial foram menores que os da LIGHT e CERJ, sendo fixados entre 5 anos e 6 anos contados do primeiro reajuste após a assinatura do contrato de concessão e, a partir daí, a cada 4 ou 5 anos. Na Escelsa, a primeira distribuidora privatizada, em que não se utilizou o “contrato-padrão” adotado a partir da privatização da Light, as cláusulas adotadas eram diferentes, com menor detalhamento, e o prazo das revisões periódicas foi fixado a cada três anos.

contratados os serviços de consultoria do consórcio liderado pela firma inglesa Coopers & Lybrand.<sup>128</sup>

*"Em meados de 1996 o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás selecionaram um Consórcio para realizar um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. O objetivo desta reforma é, acima de tudo, permitir ao governo concentrar-se sobre suas funções políticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado".<sup>129</sup>*

Ao longo dos dois anos seguintes, de agosto de 1996 a meados de 1998, os trabalhos da consultoria foram desenvolvidos com envolvimento de dezenas de técnicos e dirigentes do setor no Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro). O Termo de Referência do Projeto RE-SEB englobava "quatro áreas genéricas":

- a) os novos arranjos comerciais do setor, referentes à compra e venda de energia, o acesso e uso das redes, o planejamento setorial para a expansão; (grifo nosso, JBSAF)
- b) medidas jurídicas e de regulação necessárias à reforma, no tocante inclusive a concessões, regulação econômica de monopólios e para a concorrência, e padrões técnicos e de atendimento comercial;
- c) mudanças institucionais no governo e no setor, papel do Ministério e da Eletrobrás, o órgão regulador independente, as empresas;
- d) financiamento, alocação de risco e taxa de retorno das atividades;

Como relata PAIXÃO (2000, P. 55)

*"...a proposta da consultora se fez sobre o Termo de Referência, parte integrante dos documentos licitatórios e que definia trinta e quatro "questões-chave" que deveriam ser analisadas pela consultora, de forma que os seguintes objetivos da reestruturação setorial fossem cobertos:*

---

<sup>128</sup> Participavam também do consórcio a empresa norte-americana Latham & Watkins (advocacia), e as brasileiras Coopers & Lybrand Consultores Ltda., Main Engenharia S/A, Engevix Engenharia S/A, e Ulhoa Canto, Rezende e Guerra Advogados, tendo como subconsultores duas empresas inglesas de engenharia: Rust Kennedy & Donkin Ltd., e Power & Water Systems Consultants Ltd.

<sup>129</sup> Coopers & Lybrand, "Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Relatório Consolidado – Etapa IV-1, Vol. I – Sumário Executivo, Junho de 1997, pág. 1. Disponível em (acesso em 10/4/2006): [http://www.eletrobras.gov.br/downloads/EM\\_Atuacao/relatorio\\_port/Estagio%20IV/Relatorio%20IV%20-%201/R-IV-1-V%20I.pdf](http://www.eletrobras.gov.br/downloads/EM_Atuacao/relatorio_port/Estagio%20IV/Relatorio%20IV%20-%201/R-IV-1-V%20I.pdf).

1. *assegurar a oferta de energia;*
2. *estimular o investimento no setor;*
3. *reduzir os riscos para os investidores, garantindo a modicidade das tarifas;*
4. *maximizar a competição no setor;*
5. *garantir o livre acesso aos produtores independentes;*
6. *incentivar a eficiência;*
7. *fortalecer o órgão regulador;*
8. *assegurar a expansão hidrelétrica;*
9. *manter a otimização operacional;*
10. *definir novas funções da Eletrobrás;*
11. *adequar a qualidade do fornecimento à necessidade do mercado e à modicidade tarifária.*<sup>130</sup>

Resumidamente, os resultados a que se chegou propunham:

- a livre negociação de energia com assinatura de contratos bilaterais entre os geradores e as distribuidoras (e consumidores livres), com volumes, prazos e preços definidos, e a criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE), ambiente de livre negociação onde a energia é adquirida a preço *spot*, sujeito às variações decorrentes da situação de mercado de oferta e demanda, e onde as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente gerada pelos geradores, assim como entre a energia contratada e a energia efetivamente consumida pelas distribuidoras e consumidores livres seriam medidas, contabilizadas e liquidadas ao preço *spot*. Os contratos bilaterais de prazo longo são importantes por dar cobertura às necessidades de energia, garantindo a estabilidade de preços e protegendo os contratantes dos riscos decorrentes da existência de fluxos de energia não-contratada devido à volatilidade (variação) de preço do MAE <sup>131</sup>. Os agentes do setor elétrico deveriam aderir a um Contrato (depois chamado "Acordo de Mercado"), comprometendo-se a operar segundo as regras e os procedimentos comerciais ali estabelecidos.

---

<sup>130</sup> Paixão, L. E. "Memórias do Projeto RE-SEB – A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro", Massao Ohno ed., São Paulo, 2000, pág. 55, grifos nossos. O autor, que foi o gerente-geral do Projeto RE-SEB, faz uma exaustiva exposição sobre os trabalhos e as propostas ali desenvolvidas.

<sup>131</sup> O despacho da geração física de energia é feito sob as ordens do Operador do Sistema Elétrico e visa atender a carga do sistema, sob pena de ocorrerem sérios desequilíbrios. Porém, a contratação comercial pode ser superior ou inferior à necessidade da operação física, criando-se assim as diferenças que são medidas, contabilizadas e liquidadas ao preço *spot* do Mercado Atacadista de Energia.

- a criação do OIS - Operador Independente do Sistema Elétrico, instituição responsável pelo *“planejamento operacional, programação e despacho das usinas. Para executar essas funções, receberá dados sobre aflúências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade das usinas e custo dos combustíveis”*, com base nos quais planeja a operação do sistema <sup>132</sup>. O OIS calculará o Custo Marginal de Operação, base para fixar o preço da energia elétrica utilizado no mercado *spot* para liquidar fluxos da energia não contratada por meio de contratos bilaterais, e fará o *“planejamento do investimento em transmissão em horizontes de tempo de até 5 anos”*. As redes de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV devem ser desverticalizadas das empresas geradoras federais ou estaduais, e passar à propriedade de empresas de transmissão (*‘transcos’*) a serem criadas; essas redes ficam sob gestão do OIS, encarregado de assegurar o direito de livre acesso e uso, constituindo a “Rede Básica” de transmissão de energia elétrica;

- na contratação de energia entre as distribuidoras e as geradoras estatais, a transição entre a situação existente e a livre contratação futura seria feita progressivamente, com a assinatura de “Contratos Iniciais” (constituídos com base nas transações de suprimento existentes entre distribuidoras e geradoras federais e estaduais) válidos por determinado período de anos após o que os montantes contratados seriam progressivamente reduzidos, ficando as geradoras livres para negociar a energia descontratada em novas condições.

Os consultores propunham:

*“a duração dos contratos iniciais será de 15 anos. Os volumes contratados serão constantes nos anos de um a seis, e passarão a ser reduzidos gradualmente a partir de então. Geradores e empresas de D/V estarão livres assim para negociar novos contratos aos preços de mercado para substituir volumes não contratados e atender à demanda crescente. cremos que este perfil proporciona equilíbrio razoável entre proteção dos consumidores contra aumentos súbitos de preços, permitindo um ajuste gradual dos preços de geração ao custo marginal de longo prazo, para estimular investimentos e aprimorar a eficiência alocativa”* <sup>133</sup>.

<sup>132</sup> Coopers & Lybrand, cit. pág. 3. O Operador Independente do Sistema (OIS) veio a denominar-se Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

<sup>133</sup> Coopers & Lybrand, ibid, pág. 7. Os montantes de energia dos Contratos Iniciais seriam estáveis por seis anos e a partir do sétimo ano esses montantes se reduziriam em 10% a cada ano, de tal modo que estariam encerrados ao final do 15º ano. Essa recomendação original dos consultores não foi adotada, sendo o período de transição sensivelmente reduzido, pelas razões apresentadas adiante.

Com relação ao planejamento da expansão da capacidade de geração, as recomendações dos consultores *“têm por objetivo refletir a mudança para um sistema orientado pelo mercado, em que não mais exista planejamento central determinístico e em que os compradores – ou seja, empresas D/V (de Distribuição e Varejo, depois chamadas D/C – Distribuição e Comercialização, JBSAF) e consumidores de grande porte – sejam responsáveis por adquirir a energia ao menor custo possível. Contudo, a capacidade de desenvolvimento de planos de médio e longo prazos para orientar os agentes deverá ser mantida. As recomendações também pretendem maximizar a participação do setor privado na construção de nova capacidade de geração, tanto hidrelétrica quanto termelétrica, e satisfazer a exigência constitucional de licitação como base para outorga de novas concessões”* (p. 9).

Entre as propostas prevê-se que *“o planejamento indicativo de longo prazo da expansão para geração e transmissão seja realizado ao longo de horizontes de 25 anos (quinqüenalmente) e de 12 anos por uma nova entidade, o responsável pelo Planejamento Indicativo (...) Tais planos indicativos identificarão programas de investimento do sistema a custo mínimo, inclusive projetos hidrelétricos e termelétricos específicos necessários sob uma gama de premissas e cenários. Estes planos serão para fins de mera orientação e não haverá obrigação de quem quer que seja de realizar os investimentos”* (p. 10). No que se refere à transmissão, *“as informações das necessidades de transmissão de curto prazo (ou seja, de até cinco anos) serão identificadas pelo OIS à luz de projetos em andamento e pedidos de novas ligações”* (p. 10). Prevêem ainda que *“...o Planejador Indicativo poderá ter responsabilidades adicionais sobre a preparação das bases para o desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos. Sob responsabilidade delegada da ANEEL poderá contratar e supervisionar estudos de inventário de bacias hidrográficas, e identificar aquilo que constitui o programa de expansão ótima, levando em consideração a necessidade de atrair investidores do setor privado”* <sup>134</sup>.

Os dois anos de trabalho do RE-SEB desdobraram-se em diversas medidas e regulações; vários desses desdobramentos se refletiram na **Lei nº 9648** <sup>135</sup>, de maio de 1998, que:

---

<sup>134</sup> Coopers & Lybrand, *ibid*, pág. 10

<sup>135</sup> Lei nº 9648, de 27/5/1998, disponível em: <http://www.presidencia.gov.br/legislacao/>

a) atribuiu à ANEEL funções adicionais às previstas na Lei nº 9427, para "*estabelecer (...) restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas*" visando propiciar a concorrência e impedir a concentração nos serviços de eletricidade; "*zelar pela legislação de defesa da concorrência*", acompanhando as práticas dos agentes setoriais, prevendo sua articulação com a Secretaria de Defesa Econômica do Ministério da Justiça, além de fixar limites para fixação de multas administrativas;

b) previu operações de reestruturação da Eletrobrás e de suas subsidiárias (visando a cisão em várias empresas), para a privatização <sup>136</sup>;

c) estabeleceu que "*passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionárias, permissionárias e autorizados*" cabendo à ANEEL "*estabelecer critérios que limitem eventuais repasses do custo da compra de energia elétrica entre concessionários e autorizados para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores finais...*". (Esse limite de repasse veio a ser depois estabelecido com base em estimativa do Custo Marginal de Expansão da oferta de energia elétrica – o chamado Valor Normativo, ou "VN");

d) no tocante ao suprimento de energia às distribuidoras, no período 1998-2001 manteve montantes de energia e potência cuja aquisição já fora prevista no âmbito dos Planos Decenais de Expansão do GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento Setorial, fixando o mesmo montante de 2001 para 2002, com "redução gradual à razão de 25% ao ano" a partir de 2003. À ANEEL cabia a tarefa de homologar os respectivos montantes e tarifas dos Contratos Iniciais. Assim, a proposta feita pelos consultores do RE-SEB de transição para a livre contratação do suprimento num prazo de 15 anos, por meio de Contratos Iniciais, foi reduzida para 8 anos (5 anos entre 1998 e 2002, com redução de 25% ao ano a partir de 2003, estando totalmente descontratada já partir de 2006). Uma razão para o "encurtamento" do prazo de transição era estimular mais rapidamente as transações de energia e o funcionamento do mercado livre; mas certamente uma outra importante razão, vinculada à privatização, deve ser considerada: ao se liberar essa energia de menor custo dos "contratos iniciais" para venda sob condições de mercado, seu

---

<sup>136</sup> Com exceção da Eletrosul cuja geração foi desmembrada e vendida (Gerasul), as demais privatizações não ocorreram e a previsão de privatização do grupo Eletrobrás foi revogada pela Lei nº 10.848, em 2004.

preço se elevaria até aproximar-se do custo da energia de novas usinas (“custo marginal de expansão”), levando à valorização das empresas geradoras em processo de privatização, face à maior receita de vendas prevista. Assim privilegiou-se a arrecadação de recursos pelo Estado em detrimento da modicidade tarifária (visto que o maior custo de suprimento das distribuidoras seria repassado com impacto nas tarifas pagas pelos consumidores cativos).

e) estabeleceu (artigo 12 e parágrafos) que *“as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados”,* sendo que *“a compra e venda de energia que não for objeto de contrato bilateral será realizada a preços determinados conforme as regras do Acordo de Mercado”,* cabendo à ANEEL *“definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores”* (limites máximos de exposição e de repasse de preços do MAE às tarifas reguladas);

f) estabeleceu que *“as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS”,* fixando as suas diversas atribuições (artigo 13);

g) atribuiu ao poder concedente a responsabilidade de *“estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras de organização inicial do Operador Nacional do Sistema Elétrico, e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento”* (art. 14).

Em julho de 1998 o Mercado Atacadista de Energia foi regulamentado pelo Decreto nº 2655 <sup>137</sup> que também definiu as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico; em agosto, as empresas assinaram em Brasília sua adesão ao Acordo do Mercado Atacadista de Energia, no Palácio do Planalto, e realizaram no Auditório do

---

<sup>137</sup> Decreto nº 2655, de 02/7/1998, “Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências”. Disponível em: <http://www.presidencia.gov.br/legislacao/>

Ministério de Minas e Energia a primeira assembléia do ONS, aprovando seus estatutos e elegendo o Conselho de Administração (que, a seguir, indicou a diretoria). Assim, a estrutura institucional e as bases de funcionamento do novo do setorial eram estabelecidas.

As atividades do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, foram iniciadas em fins de 1998, assumindo as funções até então exercidas pelo GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada, que era coordenado pela Eletrobrás e reunia as áreas de operações de todas das concessionárias do sistema elétrico interligado), sendo *“responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)”*<sup>138</sup>. Progressivamente, foram editados os Procedimentos de Rede, *“documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN”*.

Quanto ao Mercado Atacadista de Energia, em fevereiro de 1999 foi constituída a ASMAE - Administradora de Serviços do MAE, empresa criada para dar todo o suporte administrativo ao funcionamento do mercado atacadista. Mas o início de operações do mercado atacadista dependia da aprovação, pelos agentes, das regras aplicáveis às suas operações, e de sua homologação pela ANEEL, o que ocorreu através da Resolução nº. 290 em 31 de agosto de 2000.

A função do mercado atacadista consiste em registrar os montantes de energia contratados pelos agentes, receber os dados referentes à medição dos fluxos efetivos de energia de cada agente (geração ou consumo), calcular as diferenças mensais entre montantes contratados e efetivamente produzidos ou consumidos, realizar o registro contábil, informar os agentes e proceder à liquidação de valores referentes às diferenças: os agentes que consumiram mais que o montante contratado (ou que produziram menos

---

<sup>138</sup> Ver: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

que o montante contratado) devem pagar essa diferença, ao preço do mercado *spot*, para os agentes que consumiram menos que o contratado ou produziram mais do que o contratado <sup>139</sup>.

O início das operações do mercado atacadista de energia ocorreu em setembro de 2000, mas divergências entre os agentes levaram à paralisação do mercado, e à interrupção do processo de liquidação, cuja normalização só veio a ocorrer no final do ano de 2002 e início de 2003. Em julho de 2002, a ANEEL, por meio da Resolução ANEEL nº 395, aprovou as Regras de Mercado para contabilização e liquidação das transações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, referentes ao período de 1º de setembro de 2000 até 30 de junho de 2001, visando permitir a retomada das operações, e em agosto de 2002 editou a Resolução ANEEL nº 446, estabelecendo os necessários *"ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do Mercado Atacadista de Energia"* que haviam sido previstos dois anos antes pela Resolução nº 290. Dentre as considerações preliminares da Resolução, ressalta a constatação de que,

*"... a partir do início da operação do MAE, disputas entre agentes inviabilizaram o curso normal das operações de compra e venda de energia elétrica, especialmente no tocante à contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo, e impossibilitaram o cumprimento das metas e prazos fixados na Resolução no 290, de 2000, particularmente as associadas a 2ª. e 3ª. etapas".*

Completada a legislação e instaladas as instituições do novo modelo de funcionamento do setor elétrico – a agência reguladora independente (ANEEL), o operador do sistema elétrico (ONS) e o mercado atacadista de energia (MAE) – restara para ser equacionada a questão da expansão da oferta de energia, no ambiente de livre contratação.

---

<sup>139</sup> Assim, existe uma separação entre a operação física do sistema elétrico – feita pelo ONS de modo a atender às necessidades de consumo real com a geração correspondente –, e os contratos, que podem ser maiores ou menores que a produção/consumo contratado.

## Crise da expansão, racionamento e revisão do modelo

Como visto, seja nas “4 áreas genéricas” do Termo de Referência do Projeto RE-SEB (onde se previa arranjos voltados ao *“planejamento setorial para a expansão”*) assim como nos “objetivos da reestruturação setorial” (que incluíam *“assegurar a oferta de energia”, “estimular o investimento no setor”, e “assegurar a expansão hidrelétrica”*), encontrava-se a preocupação com a ampliação da oferta de energia elétrica.

Recorde-se, no entanto, que as orientações dos consultores do RE-SEB...

*“... tem por objetivo refletir a mudança para um sistema orientado pelo mercado, em que não mais exista planejamento central determinístico e em que os compradores – ou seja, empresas D/V e consumidores de grande porte – sejam responsáveis por adquirir a energia ao menor custo possível. Contudo, a capacidade de desenvolvimento de planos de médio e longo prazo para orientar os agentes deverá ser mantida. As recomendações também pretendem maximizar a participação do setor privado na construção de nova capacidade de geração, tanto hidrelétrica quanto termelétrica, e satisfazer a exigência constitucional de licitação como base para outorga de novas concessões”<sup>140</sup>*

PAIXÃO (2000, pág. 125) comenta que durante os trabalhos do RESEB, em maio de 1997, *“enquanto se aguardava a chegada do Relatório do Estádio IV do Consultor”, optou por “organizar um relatório que expusesse, de forma tão clara quanto possível, e retratando a origem empresarial, os pontos que em contrapartida os brasileiros ainda questionavam em relação à proposta do Consultor”*. Após mencionar os diversos pontos de divergência, cita *“cinco exemplos entre as sessenta e seis recomendações do Consultor não contestadas”*; um deles era a proposta de *“planejamento da expansão a longo prazo somente determinativo”* (p. 130).

Para esse ponto importante, que se referia às atividades de planejamento do sistema elétrico, pesquisa e desenvolvimento, e conservação de energia o consultor acabou por sugerir a criação do *Instituto de Desenvolvimento do Setor Elétrico (IDESE)*. Paixão comenta que esse tema fora tratado por um grupo específico dentro do Projeto RE-SEB, que havia elaborado a primeira parte de um documento e...

---

<sup>140</sup> Coopers & Lybrand, “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Relatório Consolidado – Etapa IV-1, Vol. I – Sumário Executivo, Junho de 1997, cit., pág. 9.

*"...tabulado as atividades de planejamento do sistema elétrico, pesquisa e desenvolvimento e conservação de energia, ressaltando, em cada uma das atividades que vinham sendo executadas em cada área, a regência, os produtos e o papel do governo.*

*A segunda parte daquele documento colocou em mãos governamentais as opções possíveis para que a decisão fosse tomada. Analisadas sob os enfoques de pré-requisitos, regência e participação, financiamento, facilidades e dificuldades de implementação, as opções para o exercício das atividades foram: 1º Uma nova empresa do governo; 2º A Eletrobrás; 3º O IDESE, conforme concepção do consultor; 4º O IDESE, com fortalecimento do governo na regência; 5º Uma proposta mista, com a Eletrobrás fazendo os serviços de P&D e conservação e uma nova empresa fazendo o planejamento indicativo do setor elétrico".*

Entretanto, "a decisão não foi tomada até o final do Projeto RE-SEB". (PAIXÃO, 2000, pág. 206-7. *Grifos nossos*).

A preocupação com a expansão transpareceu em dezembro de 1998, em uma "Nota Técnica" da Secretaria de Energia do MME, distribuída juntamente com outras apresentações em um evento realizado no Ministério de Minas e Energia, em Brasília <sup>141</sup>. A Nota Técnica, intitulada "*RESEB II: implantação da reestruturação do setor elétrico – desafios*" fazia, inicialmente, um histórico do quadro encontrado pelo governo ao assumir, destacando que a situação era...

*"...particularmente crítica no setor elétrico, onde se acumulavam sérios desajustes e problemas, entre outros (i) de 1991 a 1994 os acréscimos anuais médios de capacidade de geração se limitavam a 1080 MW/ano, contra uma necessidade de 1500 MW/ano; (ii) o risco de déficit evoluíra para até 15%, quando o risco máximo recomendado seria de 5%; (iii) várias concessionárias se encontravam praticamente falidas e as inadimplências intra-setoriais se aproximavam dos US\$ 4 bilhões; (iv) 23 grandes projetos paralisados, totalizando mais de 10.000 MW; e (v) graves restrições de transmissão" (pág. 2).*

Após citar várias alterações decorrentes do encaminhamento de leis e emendas referentes ao setor de energia elétrica, petróleo e gás, o documento comenta que o "*esforço legislativo permitiu estabelecer as bases de abertura do setor de energia para*

---

<sup>141</sup> Ministério de Minas e Energia – Secretaria de Energia, "*RESEB II: implantação da reestruturação do setor elétrico – desafios*", Nota Técnica SEN-NT2 16/98, distribuída no "Workshop dos altos executivos do setor de energia elétrica sobre a reestruturação da indústria", Brasília, 3 de dezembro de 1998.

*investimentos privados, visando substituir o Estado nos investimentos que se fazem necessários”.*  
(pág. 2)

Ao tratar das medidas encaminhadas, destaca que...

*"o problema mais complexo e desafiante era o do setor elétrico, cujos eventuais déficits de suprimento não poderiam ser compensados por importações emergenciais, ensejando inevitáveis racionamentos", e explicita, dentre os quatro grupos de atividades que tiveram de ser desenvolvidas no setor elétrico: "2º) promover a expansão do sistema para reduzir o risco de déficit e atender o forte crescimento da demanda deflagrada pelo Plano Real; remover os gargalos regionais, iniciando o processo de licitação de novos projetos de geração, viabilizando a retomada de investimentos paralisados; promover intercâmbios energéticos; e viabilizar novos investimentos no sistema de geração". (pág. 3-4, grifo nosso).*

Finalmente, no tocante aos resultados obtidos menciona, otimista, que " ... *é unânime e voz corrente entre os especialistas, inclusive do exterior, que os progressos do país nos ajustes de sua área energética se processam com uma rapidez inesperada e com uma extraordinária consistência e responsabilidade*" passando a mencionar esses resultados: *"retomados 20 projetos de geração de energia elétrica, num total aproximado de 10.000 MW; estabelecidas interconexões elétricas com o Uruguai, Argentina (1.000 MW) e Venezuela (...); licitadas novas hidrelétricas num total de 3.320 MW e autorizadas outras térmicas num total de 1.395 MW; autorizados 245 estudos de potenciais hidrelétricos totalizando perto de 12.800 MW; (...) risco de déficit foi reduzido para perto de 5% nos próximos anos e, no seu conjunto, acrescentou-se uma média de 2.500 MW a cada ano no sistema, estando em viabilização mais outros 26.000 MW até 2005". (pág. 4-5, grifo nosso).*

Não obstante esse quadro positivo e otimista, após propor contratação de consultoria para implementar o Projeto RESEB II (Detalhamento e Implantação do RESEB I), o documento adverte que *"após a concepção do novo modelo de mercado (...) é natural que se estabeleça um interregno passageiro até que a fase de implementação e detalhamento encontre sua própria dinâmica";* caracterizando-se esse interregno por *"carregar uma série de indefinições que, se não forem rapidamente enfocadas e resolvidas, podem comprometer a expansão da capacidade do sistema, aumentando novamente os riscos de déficits futuros no suprimento". (Grifo nosso).*

Em maio de 1999, cinco meses depois, a Portaria MME nº 150 criava o "Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo, a partir do ciclo anual de planejamento de 1999, correspondente ao horizonte decenal de 2000/2009". (grifo nosso, JBSAF)

A simples leitura do preâmbulo da Portaria enseja a compreensão das dificuldades da transição para o planejamento "indicativo" em um ambiente de mercado, conforme explicitam seus diversos "considerando" abaixo mencionados (grifos nossos, JBSAF):

- "que há necessidade de ajustar o processo de planejamento do setor elétrico brasileiro ao novo contexto institucional, em especial às disposições estabelecidas na Lei nº 9648, segundo as quais o planejamento da expansão passou a ser indicativo;" (ou seja, não se havia procedido, até então, esse ajuste indispensável - mormente numa situação de dificuldades já antevistas quanto ao suprimento de energia !)

- "que a responsabilidade pela execução de obras de expansão na geração e da rede básica de transmissão só é definida por processo de licitação ou autorização;" (que amplia o tempo necessário para a definição do responsável pelo investimento, em contraste com a situação de planejamento determinativo até então vigente, que atribuía essa responsabilidade diretamente a uma das empresas geradoras estatais.)

- "que o conjunto de obras em andamento (...) deve ser capaz de atender todas as necessidades do mercado em Geração, Transmissão e Distribuição;" (ou seja: a busca do interesse individual não significava garantia de atendimento da necessidade da sociedade.)

- "que o monitoramento dos programas e das obras em andamento de responsabilidade dos agentes passou a ser de fundamental importância para que o governo possa atuar tempestivamente, no sentido de induzi-los a realizar os investimentos necessários para atender a demanda ou adotar medidas especiais que a situação venha a exigir" (ou: zelar para que, caso

medidas *indutoras* de um planejamento apenas indicativo não apresentem resultado, o governo entre em ação !)

- "*que o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS coordenado pela Eletrobrás, foi estruturado a partir de empresas estatais federais e estaduais, ao tempo em que estas dividiam as responsabilidades pela execução das obras de expansão planejadas;*" (antes, `comando e controle`; agora as decisões de investir dependem de respostas de agentes que necessitam estar convencidos de que os riscos são suportáveis e compensados pelas perspectivas de retorno – ou não os assumirão.)

- "*que são necessárias alterações na participação dos agentes no planejamento da expansão, e na forma como estes estudos vem sendo conduzidos, uma vez que o interesse dos novos agentes e empresas privadas tem sido direcionado para as obras que irão compor o programa de expansão em seus respectivos mercados do que para a formulação de alternativas de planejamento da expansão, cuja disponibilização recai sob responsabilidade governamental*" (comportamento dos agentes que olham interesses de seus próprios mercados, sobrando para a ação governamental verificar as `alternativas de planejamento` )

- "*que é necessário definir claramente os mecanismos que permitam a execução do planejamento da expansão para a nova organização institucional";* (a reforma, que visara retomar os investimentos, face à paralisação e ao atraso de diversas obras devido à crise setorial, não conseguira ainda assegurar *um mecanismo garantidor* desses investimentos setoriais !)

Em fevereiro de 2000, o Decreto nº 3371 instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). A essa altura já era clara a percepção do risco de racionamento e a adoção de medidas emergenciais pôde ser adiada apenas pelas boas chuvas do início de 2000. Em junho de 2000, em artigo publicado na Folha de São Paulo, Adilson de Oliveira comentava:

*"A retomada do crescimento industrial trouxe consigo o fantasma do racionamento de energia elétrica. A demanda de energia voltou a crescer a taxas elevadas, porém os investidores privados relutam em deslanchar a*

*construção de novas centrais, necessárias para atender o crescimento da demanda.*"<sup>142</sup>.

O artigo fazia inúmeras críticas às vantagens e garantias oferecidas aos investidores do programa de usinas térmicas, e as conseqüências que acarretaria sua concretização.

Como as boas chuvas do início de 2000 não voltaram a ocorrer no início de 2001, a implantação do racionamento tornou-se imperativa. Durante o racionamento, as vantagens ofertadas para que se concretizassem os investimentos em usinas térmicas motivaram o seguinte comentário crítico de LIZARDO DE ARAÚJO (2001):

*"As atuais propostas para reduzir o risco dos investidores mantendo os arranjos existentes de comercialização, como a de fazer a Petrobrás assumir os riscos de um aumento no preço do gás, ou a de fazer o Tesouro pagar pelo risco de desvalorização, tendem a distorcer o mercado de eletricidade e contaminam o mercado de petróleo ou sobrecarregam as finanças públicas. Na verdade, tais esquemas são confissões disfarçadas de que o mercado não está funcionando adequadamente. Pior ainda, se analisarmos melhor os mecanismos mais recentemente propostos e em vias de implementação, vemos que eles introduzem uma sistemática distorcida de remuneração garantida sob uma retórica de competição. Com efeito, esses mecanismos asseguram aos investidores em térmicas a venda de sua energia gerada com pleno repasse dos custos do gás; riscos cambiais, de matéria prima e de mercado são eliminados. Mesmo assim, o Programa Prioritário das Termelétricas repousa, no essencial, sobre as parcerias com a Petrobrás e sobre estratégias defensivas de distribuidoras e grandes consumidores"*<sup>143</sup>.

O racionamento, inevitável face à dramática situação de esvaziamento dos reservatórios das usinas, foi anunciado em entrevista coletiva em 11 de maio de 2001 fixando-se sua data de início para 1º de junho de 2001.

Em 15 de maio, por meio de Medida Provisória, foi criada a **Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE**, "com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar

---

<sup>142</sup> Oliveira, Adilson de – "Programa de térmicas: solução ou problema", Folha de São Paulo, 03 de junho de 2000. Disponível em: <http://www.race.nuca.ie.ufrj.br/journal/o/oliveira1.doc>, acesso em 05/05/2007.

<sup>143</sup> Lizardo de Araújo, João - "A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise", in revista Nova Economia, Belo Horizonte, vol. 11, no. 1, julho 2001, pág. 92/93.

*interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica”*<sup>144</sup>. Uma nova Medida Provisória (nº 2148-1), publicada em 22 de maio, reproduziu a anterior mas já apresentava, em seu capítulo II, o “Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica”.

Também em 22 de maio, e antes mesmo do início do racionamento, foi criada por meio de decreto presidencial a “**Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**”, com o objetivo de *“avaliar a política de produção energética, bem como identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia”, estabelecendo “prazo de sessenta dias para a conclusão de seus trabalhos”*<sup>145</sup>. O Decreto previa que, para cumprimento de seu objetivo, a Comissão *“... poderá entrevistar autoridades do setor energético, colher a opinião de especialistas e obter as informações necessárias dos órgãos governamentais competentes que se relacionem com o setor energético”*.

Divulgado em julho de 2001, o “Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica” apresentava respostas às questões colocadas para sua investigação, dentre elas, *“quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade”*. Leitura obrigatória para entender as razões que levaram à crise de abastecimento de energia elétrica de 2001/2, o Relatório destacou:

- *“A hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer com a severidade que ocorreu devido à interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise.”*(pg. 6)
- *“O aumento do consumo de energia elétrica correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento”.* (pág. 6)

---

<sup>144</sup> MP 2147, de 15/5/2001. A GCE foi constituída inicialmente por 8 ministros de Estado (Casa Civil – presidente; Minas e Energia - vice-presidente; Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Fazenda; Planejamento, Orçamento e Gestão; Meio Ambiente; Comunicação do Governo; Segurança Institucional; ampliada depois com a inclusão do Ministro de Ciência e Tecnologia), e os dirigentes da ANEEL, ANP e ANA e BNDES; ONS e ITAIPU.

<sup>145</sup> Decreto não-numerado da Presidência da República, de 22 de maio de 2001 (D.O.U 23/5/2001), disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/DNN/2001/Dnn9212.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/DNN/2001/Dnn9212.htm)

- "Houve desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do novo modelo para o Setor" (pág. 7)
- "A energia não aportada ao sistema devido à combinação do atraso na geração programada e a não implementação de novas usinas previstas para o período teria evitado o racionamento de 2001" (pág. 8)
- "A não implementação de obras responde por quase dois terços da energia não aportada, sendo o fator predominante para a ocorrência da crise de suprimento" (pág. 8).
- "As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram super-dimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação da nova geração"; (pág.10)
- "Houve falhas no processo de transição do modelo anterior – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento da expansão – para o novo modelo setorial. No novo ambiente, as Distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão, porque os Contratos Iniciais cobriram 100% do consumo previsto, sem que existisse respaldo físico adequado. Por sua vez as Geradoras, embora expostas a perdas financeiras, tampouco investiram". (pág. 10)<sup>146</sup>

O "Relatório" comenta que, como o crescimento da demanda verificou-se dentro do que fora anteriormente previsto, as principais causas do racionamento foram os *atrasos e a não-realização de investimentos necessários ao atendimento da demanda em expansão* – numa palavra, falha da expansão. A estimativa apresentada era de um efeito agregado dos atrasos de obras que haviam entrado em operação equivalente a 15% da capacidade de armazenamento conjunta dos reservatórios do SE/CO e NE; já as obras não implementadas, que eram "essenciais para complementar a defasagem dos investimentos que ocorreu desde o início dos anos 90" correspondiam a 26% daquela capacidade; assim, se a expansão tivesse ocorrido como previsto, uma capacidade adicional equivalente a 41% do nível dos reservatórios teria sido acrescentada.

---

<sup>146</sup> "Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica", Jerson Kelman (coord.), Brasília, 21 de julho de 2001. O Relatório tornou-se conhecido como "Relatório Kelman" pelo fato da Comissão ter como coordenador Jerson Kelman (então o diretor-presidente da Agência Nacional de Águas – ANA e desde 2005 diretor-geral da ANEEL).

Não obstante, a estratégia da campanha de comunicação governamental optou por atribuir os problemas apenas à falta de chuvas, como se percebe nesta revelação do presidente da agência de publicidade responsável pela campanha do racionamento:

*"Antes de qualquer providência era preciso conceituar e definir o discurso único da crise de energia. Tal discurso passaria a ser a oração que todos os setores do governo deveriam proclamar e repetir a partir de então. Para espantar a chancela da imprevidência, a melhor tática era atacar, na linha:*

*– Só há um culpado por essa crise: São Pedro.*

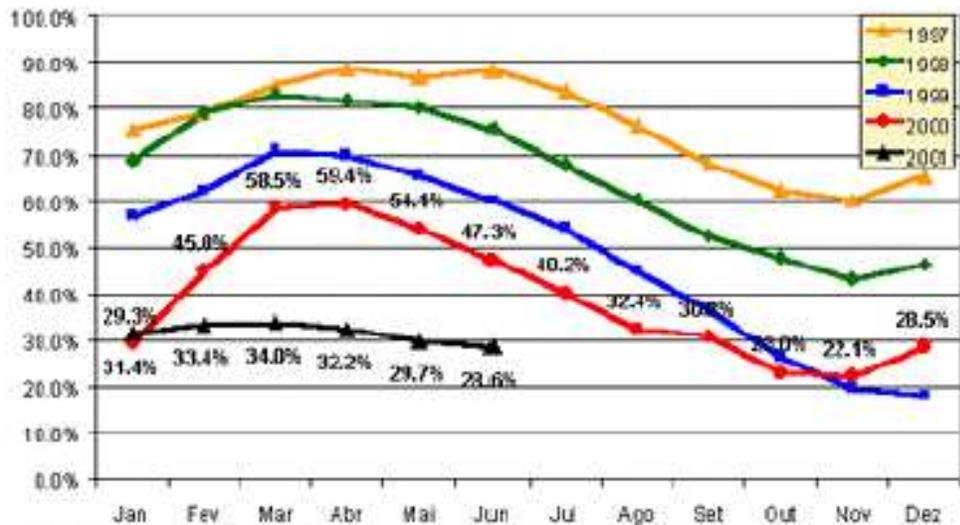
*Assim, era preciso deixar claro na fala de todos os interlocutores que as ações do governo na geração e transmissão de energia eram vigorosas"<sup>147</sup>. (grifo nosso)*

Os dados do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico reproduzidos no Relatório da Comissão mostravam com muita clareza a evolução crítica desde 1997 do nível de armazenamento dos reservatórios, tanto na Região Sudeste-Centro Oeste como na Região Nordeste do País.

Nas figuras a seguir, extraídas do relatório da Comissão, vê-se que na região SE/CO (figura H.1) o nível de armazenamento dos reservatórios em junho de 1997 era próximo de 90%; caiu a cerca de 75% em junho de 1998; 60% em junho de 1999; 47% em junho de 2000 e apenas 28% em junho de 2001, mês de início do racionamento. Vale notar que em dezembro de 1999 o nível de armazenamento já atingira nível crítico inferior a 20% - porém, como mencionado, as chuvas fartas do início de 2000 permitiram adiar, por mais um ano, a adoção da medida mais drástica, o racionamento.

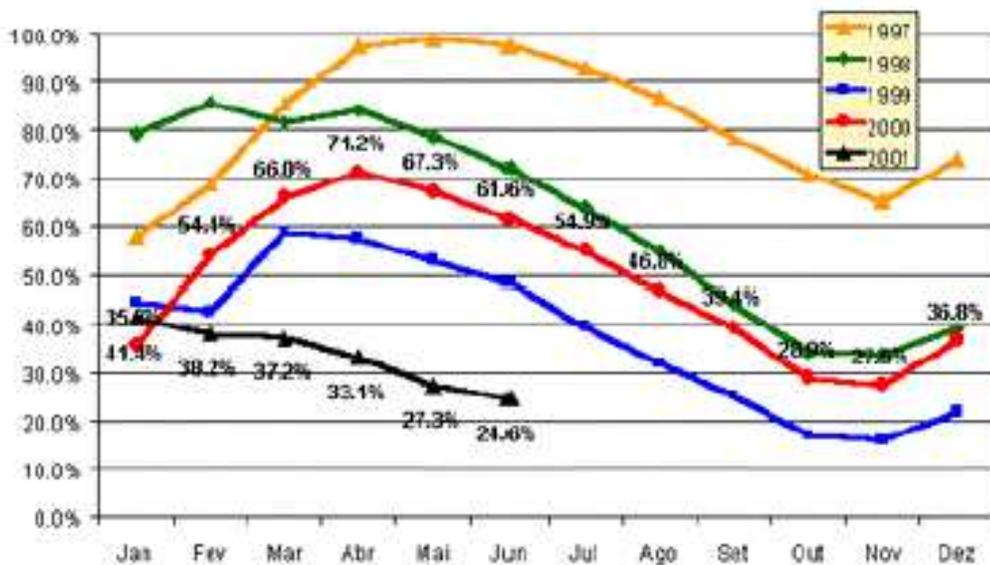
---

<sup>147</sup> Fernando Barros, "Comunicação – uma luz no apagão", in "A era do escândalo – lições, relatos e bastidores de quem viveu as grandes crises de imagem" - Mário Rosa, S. Paulo: Geração Editorial, 2003.



**Figura H.1 Janeiro 1997 a Junho 2001 - Região Sudeste/Centro Oeste  
Evolução do Armazenamento (% do Máximo)**

O esvaziamento progressivo dos reservatórios também foi verificado na região Nordeste (Figura H.2). O Relatório da Comissão destaca que apesar de ter sido observada a pior seca da série histórica, "mesmo na região Nordeste a hidrologia adversa não explica a severidade do racionamento":



**Figura H.2 Janeiro 1997 a Junho 2001 - Região Nordeste  
Evolução do Armazenamento (% do Máximo)**

Fonte: Extraídos do "Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia" (Relatório Kelman), Brasília, 21 de julho de 2001

A insuficiência das obras de expansão foi corroborada por Lizardo de Araújo (2001) que assim comentou a causa do racionamento:

*"O subinvestimento iniciado nos anos 80 é a raiz da atual crise. A falta de recursos financeiros levou a atrasar ou suspender projetos de expansão em geração e transmissão. O consumo, por seu lado, aumentava quando a economia crescia e continuava aumentando mesmo quando a economia estagnava, à medida que mais gente ganhava acesso à eletricidade. Em resumo, de uma situação de capacidade excedente embora custosa o sistema de suprimento de eletricidade entrou num estado de escassez crônica, constantemente pressionado pela demanda. Isto não era tão aparente para a geração, já que os grandes reservatórios do sistema hidrelétrico a acolchoaram às custas de serem progressivamente esvaziados aumentando o risco de déficit. Em contraste, a pouca folga do sistema de transmissão tornou-se aparente já em 1987, quando o Sudeste sofreu grandes apagões. A reforma da indústria de suprimento elétrico brasileira teve o duplo fito de introduzir competição e de resolver o problema crônico dos investimentos, reestruturando e privatizando a indústria. (...) Seis anos depois, o problema dos investimentos permanece (..) e a presença da competição é duvidosa"*<sup>148</sup>

Considerando como capacidade firme de geração de eletricidade o equivalente a 55% da capacidade instalada, e admitindo um nível de perdas de 12%, Lizardo de Araújo argumenta que a relação demanda média/capacidade firme ultrapassou os 100% a partir de meados dos anos 90 e *"pelo menos desde 1994 consumimos sistematicamente mais dos reservatórios do que podia ser repostos em base regular"* refletindo uma evolução do consumo superior à evolução da capacidade instalada de geração, e ressalta que *"desde 1996 tinham sido feitos repetidos avisos sobre a iminência de uma crise e que o próprio governo federal reconheceu o perigo em 1999 quando lançou o Programa Emergencial de Térmicas"*<sup>149</sup>.

O Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica concluiu ainda que houve um superdimensionamento das energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais, o que prejudicou a contratação de nova geração. Antes da reforma, sob o planejamento determinativo, uma vez constatada a necessidade de expansão da oferta, com base nos estudos prospectivos de mercado realizados, era feita a delegação direta da responsabilidade pela realização da obra. Pós-reforma, o mecanismo

---

<sup>148</sup> Lizardo de Araújo, J. – 2001, cit., pág. 78 e 83.

<sup>149</sup> Lizardo de Araújo, ibidem, pág. 91. Vale ressaltar que o crescimento da demanda manteve-se dentro do previsto nas premissas do planejamento da expansão, como observou o 'Relatório Kelman'.

previsto para a expansão da capacidade de geração, o “gatilho” para essa expansão, seria dado pelo compromisso de contratação, pelas distribuidoras, de nova energia a ser produzida pelos investidores em geração (esse compromisso se expressa em contratos de compra de energia; PPAs - Power Purchase Agreements). Por seu consumo já estar (supostamente) plenamente coberto até 2001 nos Contratos Iniciais, argumenta o Relatório, as distribuidoras não buscaram firmar novos contratos junto a investidores em geração.

Como toda contratação de energia devia obrigatoriamente ser respaldada por real capacidade de geração física,

*"a constatação de que o consumo estava 100% contratado leva a um aparente paradoxo (...) conclui-se que a geração existente antes de 1998 mais a efetivamente construída no período 1999-2001 deveria ser suficiente para atender a carga demandada pelo sistema nesse período. Se assim fosse, os 40 mil GWh de geração adicional que, de acordo com os estudos de planejamento da expansão, eram necessários para o suprimento confiável do consumo, não eram necessários. Como a realidade é que o consumo não foi atendido, conclui-se que a geração adicional era necessária. Ou seja, o respaldo de geração dos contratos iniciais era insuficiente para oferecer uma cobertura total ao consumo, dentro do nível de confiabilidade adequado. Isto explica o aparente paradoxo" (pág. 10)*

Além das razões que haviam levado ao racionamento, a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico avaliou também estas questões:

- se havia ciência do MME e ANEEL sobre a gravidade da crise, e as iniciativas tomadas para amenizá-la;
- se fora adequado o fluxo de informações entre o ONS, a ANEEL, o MME e o alto escalão do governo sobre a probabilidade de ocorrência e a gravidade da crise;
- as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise; e
- quais recomendações para equacionar os principais problemas encontrados.

Suas conclusões foram que MME e ANEEL estavam cientes da gravidade da crise, mas "*nenhuma iniciativa se concretizou*", apesar das propostas que foram feitas para evitá-la ou mitigá-la: geração emergencial para compensar o atraso da entrada em operação de

Angra II; Programa Prioritário de Termoelétricas e, depois, Programa Emergencial de Termoelétricas com concentração de esforços em alguns projetos; leilões de capacidade. No caso da geração emergencial, não houve entendimento sobre quem arcaria com os custos incorridos; no programa de térmicas houve impasse entre MME, ANEEL, Ministério da Fazenda e Petrobrás sobre o repasse às tarifas, entre os reajustes anuais, do impacto de variações cambiais sobre o preço do gás; e os leilões de capacidade foram inviabilizados devido à paralisação do MAE, após os conflitos decorrentes do atraso da entrada em operação de Angra. Nos termos do relatório, *"o fator principal para o insucesso das iniciativas governamentais para amenizar a crise, em particular o PPT, foi a ineficácia da gestão intragovernamental. Houve falhas de percepção da real gravidade do problema e de coordenação, comunicação e controle"*. (pág. 12)

Quanto à comunicação ao alto escalão do governo, a conclusão do Relatório foi de que essa comunicação foi feita de maneira inadequada e o uso de linguagem especializada teria prejudicado o entendimento pelo alto escalão do governo da gravidade do problema que se avizinhava: em julho de 2000, o alerta então feito pelo MME em reunião com o Presidente da República e o Ministério da Fazenda, foi de que *"considerando o PPT, mesmo que se verifique um crescimento do consumo superior ao previsto, não haverá problemas de energia e ponta no período 2000-2003, desde que ocorram condições hidrológicas com aflúências superiores a 85% da MLT (média de longo prazo)"* (pág. 13)

No que se refere às "causas institucionais e normativas" a contribuir para a crise, o Relatório apontou *"lacunas de atribuições e de atuação do CNPE e do MME / Secretaria de Energia"*, e menciona que o CNPE - Conselho Nacional de Política Energética (órgão de assessoramento do Presidente da República, encarregado da formulação de políticas e diretrizes na área de energia), criado em 1997, somente foi regulamentado em 2000; o GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico, que concentrava o conhecimento do planejamento setorial, teve suas atribuições transferidas para o CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétrico, um órgão subordinado à Secretaria de Energia do MME, mas *"nem a Secretaria nem o CCPE estavam aparelhados em termos de recursos técnicos e humanos para exercer plenamente estas funções"*, e

*a Secretaria de Energia "teve que depender do apoio da Eletrobrás, cujos técnicos estavam saindo para o setor privado ou se aposentando". (pág. 14)*

A demora na implantação do CNPE e as poucas reuniões realizadas prejudicaram a comunicação, a coordenação e a decisão entre MME e outros ministérios e instituições (ONS, ANEEL, BNDES). Além de não haver *"nenhuma lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento da expansão do setor elétrico"*, resumindo-se a legislação *"a portarias do MME"*, o Relatório verifica que *"nenhuma instituição esteve encarregada de verificar a 'lógica' global do processo e exercer a coordenação entre as esferas do governo, na implementação da política energética, especialmente na transição para o novo modelo e no enfrentamento de crises"*. (pág. 15)

Outros pontos apontados, entre as "causas institucionais e normativas", foram:

- dificuldades da ANEEL na implantação de um ambiente regulatório adequado marcado por *"regras estáveis, claras e concisas"*;
- *"desobediência a condições contratuais"* por parte de agentes, exemplificada na *"divergência quanto aos compromissos contratuais de Angra II, que levou à paralisação das atividades de contabilização e liquidação do MAE por um ano,"* e *"resultou em perda de confiança dos agentes no mercado atacadista, fundamental para o funcionamento do Setor"*;
- *"legislação incompleta e insuficiente"* e falta de complementaridade entre políticas públicas, planejamento e regulação, assinalando que às políticas públicas cabe sinalizar as prioridades e diretrizes para o setor elétrico; o planejamento permite que se proponham metas para o desenvolvimento do setor, sendo a regulação *"o elo entre a legislação setorial vigente e o mercado"*. (págs. 15/16, grifo nosso)

Quanto a este último ponto, é importante observar que a transição de uma situação em que o Estado era proprietário de empresas, com atuação direta em um dado setor produtivo, para outra em que propriedade e controle das empresas foram transferidos (mesmo parcialmente) para a iniciativa privada, requer um novo enfoque do Estado na busca dos mecanismos que permitam atingir os objetivos setoriais desejados; o planejamento de "caráter indicativo" e a regulação devem explicitar os mecanismos de incentivo e penalidades adequados para que a evolução setorial ocorra no sentido

pretendido, dando suporte ao crescimento e à continuidade do desenvolvimento econômico. Assim, as profundas transformações ocorridas no Brasil, nos últimos anos, exigem uma re-avaliação dos mecanismos de interação planejamento-regulação.

Finalmente, no que se refere às *"recomendações para equacionar os principais problemas encontrados"*, o Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia sugeriu diversos *"temas que merecem investigação na busca de possíveis soluções"*, apresentados como uma contribuição ao trabalho do recém-criado Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Isto porque, no transcorrer dos trabalhos da Comissão de Análise, em junho de 2001 fora criado pela GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica o referido Comitê de Revitalização, *"com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo"*, devendo levar em conta, na realização de seus trabalhos "a necessidade de preservar os princípios básicos do Modelo, fundados na existência de competição, prevalência do investimento privado, oferta de energia compatível com as necessidades de desenvolvimento do País e de qualidade dos serviços", e *"o resultado dos trabalhos da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica"*<sup>150</sup>.

VINHAES (2003, pág. 152) comenta<sup>151</sup>:

*"O governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) com o objetivo de superar os problemas de abastecimento de curto prazo e explicar suas causas, propondo soluções urgentes. A Câmara reuniu técnicos bem preparados e o alto escalão do governo. Diante da percepção de que o problema em pauta ultrapassava os limites conjunturais, a GCE criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, a fim de detectar as principais falhas do modelo em processo de implementação para que outros problemas não viessem à tona. Assim, a GCE atuou em duas frentes: no curto prazo para gerenciar o racionamento; e no médio prazo para rever o modelo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.*

*No que se refere ao curto prazo, com o objetivo de entender as causas da crise, a GCE contratou uma comissão para analisar o sistema hidrotérmico de energia elétrica e emitir relatório explicando as causas da crise. O relatório apresentado pela Comissão Kelman descreve de forma*

---

<sup>150</sup> Resolução nº 18 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, de 22/6/2001.

<sup>151</sup> Vinhaes, Elbia - "Estrutura de governança e comportamento estratégico em sistemas elétricos reestruturados: uma abordagem institucional do poder de mercado na indústria de energia elétrica brasileira", Tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Florianópolis, 2003.

*detalhada os problemas cruciais encontrados na IEEB (Indústria de Energia Elétrica Brasileira) os quais podem ser resumidos em seis grupos principais:*

- ⇒ Insuficiência nos sinais econômicos para viabilização dos investimentos*
- ⇒ Ineficácia na ação governamental*
- ⇒ Insuficiência de ação preventiva para evitar racionamentos de grande profundidade*
- ⇒ Ineficácia na correção de falhas de mercado*
- ⇒ Falta de reserva de segurança para atendimento da demanda em situação de crise*
- ⇒ Insuficiência dos programas de conservação de energia”*

Diversos tópicos sugeridos pela Comissão de Análise Sistema Hidrotérmico de Energia foram incorporados aos trabalhos do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Desenvolvidos juntamente com outros temas analisados pelo Comitê de Revitalização, deram origem a propostas e normas regulatórias:

- *"revisão de (...) energia assegurada das usinas hidrelétricas"* (tópico 11 "Revisão das energias asseguradas", do 2º Relatório do Comitê de Revitalização – 2º RCR);
- *"ambiente regulatório estável, claro e conciso"*, em especial quanto "ao VN (Valor Normativo), à revisão tarifária e repasse de custos não-gerenciáveis (tópico 14 "Aperfeiçoamento do Valor Normativo" e tópico 30 "Aperfeiçoamento nas revisões tarifárias das distribuidoras", do 2º RCR);
- aumento do *"requisito mínimo de contratação"* das necessidades de energia (tópico 12 "Exigências de contratação bilateral", mas com desdobramentos também no tópico "Regras de contratação para expansão", do 4º Relatório do Comitê);
- *"liberação compulsória de grandes consumidores"* (tópico 16 "Consumidores livres", do 2º RCR);
- *"revisão de rateios e subsídios cruzados"* (tópico 17 "Realinhamento tarifário" e tópico 29 "Abertura das parcelas das tarifas de distribuição", do 2º RCR);
- *"criação de um processo de licenciamento ambiental e de planejamento da utilização de recursos hídricos articulado entre MME e MMA"*, e também
- *"formação de um 'catálogo' de projetos hidrelétricos e térmicos, já com estudos de dimensionamento, localização e permissão ambientais, para serem oferecidos aos*

*investidores*”(tópico 31, “Agilização do processo de licenciamento ambiental”, do 2º RCR);

- *"criação de 'sinais de alerta' do ONS para o MME”, quanto a situações adversas; e*
- *"exame do papel do governo como comprador de última instância da energia produzida por usinas de interesse estratégico” (tópico 21 - “Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento de curto prazo”, e tópico 22 - “Supervisão das condições de atendimento a médio prazo”, do 2º RCR);*
- *"revitalização do PROCEL e outros programas e medidas de conservação de energia” (tópico 25 “Incentivo à conservação e uso racional de energia”, do 2º RCR).*

Alguns tópicos foram incorporados na proposta de reforma setorial feita pelo novο governo. Dentre eles a sugestão de um processo articulado de licenciamento ambiental e planejamento da utilização de recursos hídricos, entre MME e MMA, e de um catálogo de projetos hidrelétricos e térmicos para oferecer aos investidores, já com estudos de dimensionamento, localização e permissão ambientais. Este é um dos pontos mais importantes para ampliar o leque de opções de investimento e a perspectiva de oferta adicional de energia, por reduzir as incertezas de investidores que, após adquirir em leilão do governo o direito de explorar um aproveitamento, não conseguiam obter a licença ambiental para viabilizar a produção de energia.

As atividades desenvolvidas pelo Comitê de Revitalização do Modelo, e as medidas propostas, foram divulgadas por meio dos “Relatórios de Progresso” <sup>152</sup>, sendo estas últimas classificadas debaixo dos seguintes oito “temas gerais”, em seu relatório final:

#### (A) Normalização do funcionamento do setor elétrico

- Acordo Geral do Setor
- Reestruturação do MAE
- Aperfeiçoamento do processo de despacho e formação de preço
- Regularização dos contratos de concessão

---

<sup>152</sup> Relatório de Progresso nº 1, de 09/janeiro/2002 (18 medidas); Relatório de Progresso nº 2, de 01/fevereiro/2002 (15 medidas adicionais); Relatório de Progresso nº 3, de 05/junho/2002 e Relatório de Progresso nº 4, de novembro de 2002, que incorporou e resumiu os resultados dos três relatórios anteriores, além de adicionar outras medidas às 33 medidas já divulgadas anteriormente.

(B) Aperfeiçoamento do mercado de energia elétrica

- Implementação de oferta de preços
- Comercialização de energia de serviço público federal
- Consumidores livres
- Tributação no MAE
- Aperfeiçoamento das regras do MAE
- Aperfeiçoamento do processo de definição de submercados
- Aperfeiçoamento das regras do Mecanismo de Realocação de Energia

(C) Garantia de expansão da oferta

- Aperfeiçoamento no Valor Normativo
- Regulamentação dos leilões de compra de energia
- Exigências de contratação bilateral
- Regras de contratação para expansão
- Revisão das energias asseguradas
- Estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta
- Agilização do processo de licenciamento ambiental

(D) Monitoração da confiabilidade de suprimento

- Procedimentos de alerta quanto a dificuldades de suprimento a curto prazo
- Supervisão das condições de atendimento a médio prazo
- Contratação de geração de reserva

(E) Política energética

- Fontes alternativas de energia
- Incentivo à geração térmica a gás natural
- Incentivo à conservação e uso racional de energia

(F) Questões relativas à transmissão

- Revisão das tarifas de transmissão
- Rateio de perdas na rede básica de transmissão
- Planejamento da expansão da rede de transmissão

(G) Política tarifária e defesa da concorrência

- Universalização do atendimento
- Tarifa social para consumidores de baixa renda

- Desverticalização
- Limites para as participações cruzadas e para a auto-contratação
- Abertura das parcelas das tarifas de distribuição
- Realinhamento tarifário
- Aperfeiçoamentos nas revisões tarifárias das distribuidoras

(H) Aperfeiçoamento institucional do MME e ONS

- Reorganização institucional do MME
- Governança do ONS
- Aperfeiçoamento dos Procedimentos de Rede do ONS
- Finalização dos modelos computacionais utilizados pelo ONS

Diversas medidas referentes à reorientação e solução de problemas foram implementadas com edição das correspondentes leis e de decretos e normas em geral (resoluções ANEEL, CNPE, portarias) <sup>153</sup>.

Os trabalhos do Comitê de Revitalização, assim como da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) ultrapassaram o final do racionamento, que ocorreu em fevereiro de 2002: em 30 de junho de 2002 foi extinta a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), sucedida pela CGSE - Câmara de Gestão do Setor Elétrico, que passou a integrar o CNPE - Conselho Nacional de Política Energética – CNPE como um órgão de apoio, e foi encarregada além de outras atribuições “de finalizar o trabalho de Revitalização” <sup>154</sup>, tendo encerrado em dezembro de 2002 os trabalhos do Comitê de Revitalização, já às vésperas da transição para a nova administração federal.

---

<sup>153</sup> Por exemplo, Lei nº 10.433, de 24/4/2002 (alterou o MAE); Lei nº 10.438, de 26/4/2002 (que entre outras medidas cria a CBEE, autoriza o repasse de compras de energia das distribuidoras no MAE, cria o PROINFA, estabelece a Recomposição Tarifária Extraordinária e autoriza a antecipação de recursos por meio de operações de crédito, inclusive às estatais; trata da correção de valores da “Parcela A”; cria a CDE - Conta de Desenvolvimento Energético); Lei nº 10.604, de 17/12/2002 (obriga as distribuidoras a adquirir energia por meio de leilões, cria o subsídio ao transporte do gás natural, a subvenção econômica a consumidores de baixa renda), Decreto nº 4261 (determina ao MME criar sistema de alerta quando a risco de insuficiência de oferta, incorpora a CGSE ao CNPE) Decreto nº 4562 (segregação de componentes das tarifas do grupo A).

<sup>154</sup> Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, *Relatório de Progresso nº 4*, Brasília, novembro de 2002.

## O novo governo e as mudanças do modelo

As graves conseqüências do racionamento para o crescimento do País colocaram em discussão a reforma anterior assim como a necessidade de mudanças, não só em trabalhos realizados no âmbito do governo que se encerrava (como as conclusões do Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico e as discussões e Relatórios de Progresso do Comitê de Revitalização) mas também - e de forma mais crítica - pelos integrantes da nova administração federal. Em fevereiro de 2003 o Ministério de Minas e Energia constituiu por meio da Portaria MME nº 40 um grupo de trabalho "*com o objetivo de assessorar na formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico*"<sup>155</sup> dando início assim a discussões em "âmbito oficial". Mas propostas já eram comentadas há algum tempo: em março de 2003 um grupo apresentava ao público, na Universidade de São Paulo, por um de seus autores (o professor Ildo Sauer), um trabalho concluído em dezembro de 2002, intitulado "*Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro*"; ao mesmo tempo em que um outro grupo de trabalho, constituído pela nova direção da Eletrobrás (*Grupo de Estudos para Nova Estruturação do Setor Elétrico - Gênese*) divulgava também suas propostas, levadas à discussão oficial no âmbito do MME<sup>156</sup>.

Sauer (2003), após considerar que "*as reformas estruturais por que passou o setor elétrico nos últimos anos, ao contrário dos benefícios prometidos levaram-no a uma fragilidade intolerável*", enuncia os 'princípios norteadores' a serem observados para superar essas inconsistências, a partir da "*substituição de um sistema baseado na 'competição no mercado' por um outro baseado na 'competição pelo mercado', com foco na expansão dos sistemas elétricos*"; da "*retomada e aperfeiçoamento do planejamento energético como forma de garantir a expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica*" seguindo-se ao planejamento "*a licitação de novos empreendimentos*" e a "*retomada do sistema de tarifação pelo custo do serviço*" como meio de "*reduzir incertezas e riscos para os produtores e consumidores*", mas "*sem repetir*

---

<sup>155</sup> Conforme: BRASIL, Ministério de Minas e Energia – "*Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico*", Brasília, julho de 2003, pág. 5.

<sup>156</sup> Ver: "Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro", de ILDO L. SAUER e colaboradores (Sonia S.M. MERCEDES; Carlos A. R. KIRCHNER; José P. VIEIRA e José L. JUHAS), e "A nova estruturação do setor elétrico brasileiro" do grupo de discussões da Eletrobrás (coord. Luiz PINGUELLI ROSA e Roberto D'ARAUJO), in "*A reconstrução do setor elétrico brasileiro*", Paz e Terra e UFMS, São Paulo-Campo Grande, abril 2003, coletânea de textos de discussão referentes ao novo modelo,.

*a aplicação do antigo regime tarifário que considerava qualquer serviço a qualquer custo". Esse novo ponto de partida "consiste na definição do preço em regime de concorrência" <sup>157</sup>; "a democratização e fortalecimento do regulação" com a integração entre agências (ANEEL, ANP e ANA) bem como a descentralização de suas ações para o poder local "onde isso for viável e possível" e a "reestruturação e recuperação do caráter público do ONS". A utilização de tais premissas levaria, por exemplo, ao fim do Mercado Atacadista de Energia, que perderia a função de ambiente de comercialização (sendo a liquidação de diferenças contratuais transferida a outro órgão).*

Nesse diagnóstico, a situação extrema do racionamento revelou entre suas causas *"a desmontagem e o desaparecimento do sistema de planejamento",* assim como a *"emergência de novos agentes empresariais, com novas estratégias de gestão (...) vinculadas a distintos interesses econômicos e geopolíticos determinados por suas matrizes localizadas em outros países",* tornando-se necessária a retomada do planejamento, como *"atividade permanente e seqüencial, para realização de trabalhos de curto, médio e longo prazos",* promovendo a *"capacitação de pessoal e estabelecimento de uma estrutura orgânica e institucional em oposição ao atual e fluido Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão".* Os passos do planejamento incluiriam: (a) *"previsões de demanda";* (b) *"plano indicativo"* com opções de oferta de projetos de geração e transmissão; (c) *"publicação e contestabilidade pública do plano";* (d) *"consolidação de um plano revisado determinativo";* (d) *"licitações para atendimento ao plano";* (e) *"contratação dos empreendimentos, após a licitação de todos os projetos que viabilizem o integralmente o plano de expansão".*

Quanto à nova estrutura setorial, prevê para o MME *"a retomada e o fortalecimento do papel de órgão central de formulação de política pública e planejamento",* com a inclusão na estrutura institucional, de um *"major dealer pool",* constituído pela *"associação de empresas de geração e transmissão de eletricidade, controladas pelo Estado, com outras de porte e fins similares, que desejassem participar"* que poderia *"assumir a forma de uma empresa pública*

---

<sup>157</sup> Sauer et alii, cit. parte 2 – "O modelo proposto para o Brasil", pág. 93 e segs. A 'competição pelo mercado' entre potenciais supridores em regime de monopólio, como mecanismo para obter menores preços, foi proposta por Harold DEMSETZ, em famoso artigo publicado no "Journal of Law and Economics", University of Chicago, vol. 11 (1), April 1968, intitulado: *Why regulate utilities ?* Ver: Viscusi et alii, cit. págs. 370 e 414. Vale notar ademais que a Lei de Concessões previa a outorga após licitação, entre outros critérios com base no menor preço proposto.

como a CBE (Comercializadora Brasileira de Energia) ou a Eletrobrás”, prevendo duas possibilidades de arranjos:

- governança integrada: o *major dealer pool* absorveria as funções de instituições já existentes, como o ONS e o MAE, e contaria com quatro diretorias com as funções de planejamento da expansão, operação do sistema, comercialização de energia e desenvolvimento energético (esta gerindo contas e programas setoriais e incumbida da *inclusão social*);
- governança descentralizada: “a administração do pool seria cooperativa, com funções compartilhadas entre entidades públicas e privadas”; nesta hipótese as funções estariam “distribuídas entre organizações que conservariam governança própria”; o planejamento seria coordenado pelo MME contando com “participação e apoio técnico da Eletrobrás, Petrobrás, geradoras, distribuidoras e demais organizações”; a operação do sistema permaneceria a cargo do ONS; o desenvolvimento energético estaria distribuído entre ministérios, empresas, governos estaduais e locais; a comercialização ficaria a cargo da CBE (Comercializadora Brasileira de Energia) ou Eletrobrás, em vista da extinção do MAE.

Como ponto importante, a proposta considera que “toda a energia hidráulica antiga poderia ser comercializada pelo pool , por um preço entre os custos médio e marginal de longo prazo. Parte do excedente econômico, estimado entre R\$ 6 e 9 bilhões anuais, poderia ser direcionado para capitalizar as empresas energéticas, financiar a expansão, e a conexão dos 13 milhões sem acesso à energia (4 milhões de domicílios) e também para compor o fundo de *inclusão social*”<sup>158</sup>. Ou seja, propõe capturar a “renda hidráulica” decorrente da diferença entre o custo da “energia velha” como veio a ser chamada, e o custo médio e marginal de longo prazo (este corresponde ao custo da energia proveniente das novas usinas a serem construídas, necessariamente mais caras que a das usinas mais antigas já amortizadas e geralmente com melhor relação rendimento/custo). Como essa medida leva à elevação dos custos do suprimento (similar ao que ocorreria no caso de privatização das geradoras estatais, após a liberação da energia dos contratos iniciais, JBSAF), a justificativa é que “no

---

<sup>158</sup> Sauer et allii, cit, páginas 136 e 109 (grifo nosso).

*modelo 'operado pelo mercado' os preços da eletricidade atingiriam os patamares do custo marginal da expansão em um tempo extremamente mais curto. E a apropriação desse ganho (renda hidráulica) seria realizada por agentes privados, no âmbito de sua atuação junto ao mercado atacadista".*

Quanto à proposta divulgada do grupo Gênese, intitulada "A nova estruturação do setor elétrico brasileiro"<sup>159</sup>, resulta da consolidação de 2 relatórios, que tratam da "*nova estruturação do setor elétrico*" e de "*temas emergenciais*", não sendo incluído um terceiro, relativo a "*pontos relevantes de reuniões com associações de empresas*". Após anunciar que os relatórios "*buscam retratar o ponto de vista do Grupo Eletrobrás*" embora considerem outros pontos de vista em sua elaboração, a proposta esclarece que o grupo foi constituído para "*trabalhar articuladamente com o Ministério de Minas e Energia*" e que "*se reportará ao Grupo de Trabalho do MME, em nível superior, ao qual pertencem vários de seus membros*".<sup>160</sup>

Após tecer considerações sobre as reforma setoriais em um contexto internacional, "*entendidas como integrantes de uma ampla transformação decorrente de mudanças ocorridas no centro do capitalismo mundial e seus desdobramentos para o conjunto dos países em desenvolvimento*", e sobre o "*papel dos estados nacionais e seu espaço nas economias em desenvolvimento*", o relatório faz questionamento sobre as agências reguladoras enquanto ente "independente" no interior do Estado, fala da experiência de "*desregulamento e os problemas do modelo mercantil*", de sua aplicabilidade e dos problemas já observados mesmo em mercados estáveis. Passa então a comentar as especificidades do sistema elétrico brasileiro:

- natureza física do sistema – hidráulico, o que tornou necessárias "*significativas adaptações para que se preservasse a energia total do sistema sob o conceito de competição*" e com uma tipicidade que "*exige o planejamento de longo prazo*";
- papel do sistema de transmissão que propicia a "*realocação da reserva hídrica pela maleabilidade do despacho proporcionada por um sistema interligado de dimensão quase continental*";

---

<sup>159</sup> "A nova estruturação do setor elétrico brasileiro", in "A reconstrução do setor elétrico brasileiro" cit., pág. 202-252.

<sup>160</sup> Esse esclarecimento talvez tenha sido feito em vista da relativa "independência" da outra proposta divulgada.

- “renda hidráulica excedente” possibilidade de que *“pela adequada exploração pelo sistema de remuneração fixa ou serviço pelo custo, seja possível reverter para a sociedade a vantagem comparativa da energia barata advinda da amortização do capital investido”*;
- volatilidade de preço do mercado de curto prazo, devido aos efeitos que atuam sobre o mesmo num sistema hídrico como o brasileiro;
- existência de fontes energéticas de custo de produção muito diferenciado faz com que *“a implantação da competição no mercado, se efetiva, ou trará prejuízo a investidores de energias novas ou ainda imporá ao país a perda de vantagens comparativas da energia barata”*;
- desestímulo à contratação de longo prazo em 100% pelas distribuidoras (pois *“na maior parte do tempo o Preço do MAE permanece abaixo do valor médio”*) e
- risco de que não se tenha a expansão necessária: *“ao não se exigir a contratação de 100% do mercado das distribuidoras, deixando 5% para ser comercializado no mercado de curto prazo, e supondo que um grupo de empresas, percebendo o viés de preços baixos do MAE, persistentemente deixem de contratar um certo percentual do mercado real numa estratégia mais ousada, parte dos investimentos futuros podem não ser viabilizados”*<sup>161</sup>.

Após essas considerações são apresentadas as propostas de mudança “em fase de discussão” das quais as principais são na geração:

- competição *“pelo mercado”* (em lugar da competição “no mercado”);
- participação do *capital privado, público ou misto* (em vez da preponderância privada);
- planejamento *determinativo*;
- responsabilidade *direta e pública dos geradores* com a expansão;
- comercialização *cooperativa* (e não competitiva);
- *mercado 100% contratado* e contratos de longo prazo;
- expansão otimizada; decisão central e conjunta (não independente);
- preços regulados *definidos na licitação de cada usina*, em competição por menor tarifa ou receita permitida.

---

<sup>161</sup> Curiosamente, apesar de este risco ter sido percebido no caso das distribuidoras, a reforma do modelo veio a permitir que os consumidores livres contratem energia no curto prazo, sem estimular a expansão da geração !

Ao tratar da renda hidráulica comenta que no modelo anterior *"automaticamente se aceitou que o preço da energia das usinas hidráulicas, descontratadas a partir de 2003, iria se avizinhar do preço térmico"*; caso isso viesse a ocorrer *"quem se apropriaria da renda excedente seria, ou o proprietário da usina, ou o próprio governo, que, na hipótese de venda de um ativo existente, embutiria a expectativa de alinhamento ao preço mais alto, como foi feito na privatização brasileira"* e defende que *"deve-se repassar à sociedade quaisquer vantagens advindas de custos diferenciados, não cabendo transferi-las a terceiros. Portanto, o conjunto de diretrizes da reformulação proposta assume que é obrigação legal que faça o mix de preços entre energias "novas" e "velhas", conseguindo deste modo, do ponto de vista do consumidor, uma evolução de preço mais módica do que a competição do paradigma de preços das usinas a gás"*<sup>162</sup>

Após as discussões capitaneadas pelo MME das proposições oriundas dos grupos ou de instituições do próprio governo, em julho de 2003 um documento inicial foi aprovado pelo Conselho Nacional de Política Energética (*Res. CNPE nº 5 – "Aprova as diretrizes básicas para a implementação do novo modelo do Setor Elétrico"*) e divulgado pelo Ministério de Minas Energia, intitulado "Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico", com as principais alterações a serem implementadas <sup>163</sup>. Abriu-se, a partir de então, um exaustivo processo de discussão com os principais agentes e associações de agentes setoriais de diferente natureza, em diversas reuniões no Ministério de Minas e Energia. Face à diversidade e densidade dos interesses existentes, o detalhamento das mudanças e dos novos procedimentos certamente constituiu uma tarefa complexa <sup>164</sup>.

Em 10 de dezembro de 2003 o CNPE - Conselho Nacional de Política Energética aprovava (Resolução CNPE nº 9) "o relatório e as propostas de encaminhamento das medidas legais pertinentes e necessárias para a implementação do novo modelo do Setor Elétrico" e em 11 de dezembro foram editadas duas Medidas Provisórias, nº 144 (que alterou os marcos institucional e regulatório do Setor Elétrico Brasileiro) e nº 145 (que aprovou a criação da

---

<sup>162</sup> Ver "A nova estruturação..." cit., pág. 217.

<sup>163</sup> BRASIL, Ministério de Minas e Energia – "Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico", Julho de 2003.

<sup>164</sup> Entre esses interlocutores, ABRADÉE (distribuidoras), APINE (produtores independentes), ABRAGE (grandes geradoras hidráulicas), ABRATE (transmissoras), ABRACEEL (comercializadoras), CBIEE (investidores privados no setor elétrico), ABRAGET (geradores térmicos), APMPE (pequenos e médios geradores), ABRACE (grandes consumidores), ABCE (concessionárias em geral).

Empresa de Pesquisa Energética), convertidas em 2004 nas leis nº 10.848 e nº 10.847 <sup>165</sup>. Em 17 de dezembro, o documento “Modelo Institucional do Setor Elétrico” divulgava os objetivos do novo modelo:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia;
- Inclusão social, pelos programas de universalização de atendimento.

A segurança de suprimento deve ser garantida por um conjunto de medidas, dentre as quais a “exigência de contratação da totalidade da demanda”, o “cálculo realista dos lastros (energia assegurada) de geração”; o estabelecimento de “critérios de segurança mais severos”, “contratação de hidrelétricas e térmicas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo”, “monitoramento permanente da segurança, permitindo detectar desequilíbrios (...) e ensejando medidas preventivas”<sup>166</sup>

A modicidade tarifária decorre do mecanismo de contratação de energia a ser implantado: “compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade ‘menor tarifa’; contratar energia por licitação conjunta dos distribuidores (*pool*) visando obter economias de escala na contratação, repartir riscos e benefícios contratuais e equalizar tarifas de suprimento” (visto que cada comprador do leilão teria uma quota de cada empreendimento licitado, à mesma tarifa), e “contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação” <sup>167</sup>.

A inclusão social apóia-se na utilização de recursos arrecadados da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, a ser destinada, prioritariamente, à universalização do acesso e uso da energia elétrica, subsídio para consumidores de baixa renda, e modicidade tarifária nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

---

<sup>165</sup> Leis nº 10.848 e nº 10.847 de 15 de março de 2004. O Decreto nº 5163 regulamentou em julho de 2004 a lei do setor elétrico, e o Decreto nº 5184 criou a EPE aprovou seu Estatuto Social em agosto de 2004.

<sup>166</sup> BRASIL, Ministério de Minas e Energia – “Modelo Institucional do setor elétrico”, Brasília, 17 de dezembro de 2003, página 8-9.

<sup>167</sup> *Ibidem*, pág. 9.

Em março de 2004 a MP 144 foi convertida na Lei nº 10.848, e abriu-se novo período de discussões para o detalhamento de sua regulamentação, feita pelo Decreto nº 5163, em julho de 2004. Resumidamente, foram introduzidas as seguintes alterações na estrutura e modo de funcionamento do setor elétrico:

- Planejamento determinativo e criação da Empresa de Pesquisa Energética-EPE <sup>168</sup> vinculada ao MME, com a finalidade de *"prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras."* A EPE realiza estudos e pesquisas de planejamento energético compreendendo longo prazo - com horizonte não inferior a vinte anos, visando a matriz energética, médio prazo – horizonte não inferior a dez anos, desdobrando-se no Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE, e no Programa Determinativo da Transmissão – PDET, com atualização anual, onde devem constar as obras cuja realização é proposta, sujeitas à contestação pública quanto ao aspecto técnico (premissas dos estudos e estratégia de expansão escolhida) e de preço (projetos alternativos podem ser apresentados por investidores), cabendo à EPE disponibilizar seus estudos e projetos referentes a aproveitamentos de geração levados aos leilões de energia. Além disso, à EPE foi atribuída também a responsabilidade pela obtenção da Licença Ambiental Prévia (LP) para os empreendimentos a serem leiloados, de modo a evitar problemas verificados anteriormente, quando as concessões não conseguiam depois de licitadas obter a Licença Prévia indispensável para seu início, prejudicando a expansão.
- Criação de 2 "ambientes de contratação" de energia elétrica: a energia deve ser adquirida de modo distinto quando se trata dos consumidores livres ou distribuidoras (que atendem os consumidores cativos e os

---

<sup>168</sup> Autorizada pela Lei nº 10.847/2004, a EPE foi criada e seu Estatuto Social aprovado pelo Decreto nº 5184, de 16/8/2004 e iniciou operações em 2005.

consumidores “potencialmente livres” que ainda não exerceram sua opção de troca de fornecedor):

No “Ambiente de Contratação Livre” (**ACL**), os consumidores livres contratam a energia que necessitam diretamente dos vendedores (produtores independentes, comercializadores etc.) sob condições livremente pactuadas, por meio de contratos bilaterais estabelecidos entre as partes. Sua contratação deve ser integral, para cobertura de 100% de sua carga (suas necessidades de consumo); caso isso não ocorra serão objeto de penalidade;

No “Ambiente de Contratação Regulada” (**ACR**), as distribuidoras em conjunto (“pool”) contratam energia para atendimento de seu mercado por meio dos leilões de energia, com regras pré-estabelecidas. São vencedores dos leilões os que oferecem pelo menor preço a energia proveniente de usinas existentes ou de usinas a serem construídas. Assim, em vez da busca do menor preço pela competição de geradores no mercado prevista no modelo anterior implantou-se a competição pelo mercado, que ocorre no momento do leilão.

### Ambientes e formas de contratação <sup>169</sup>

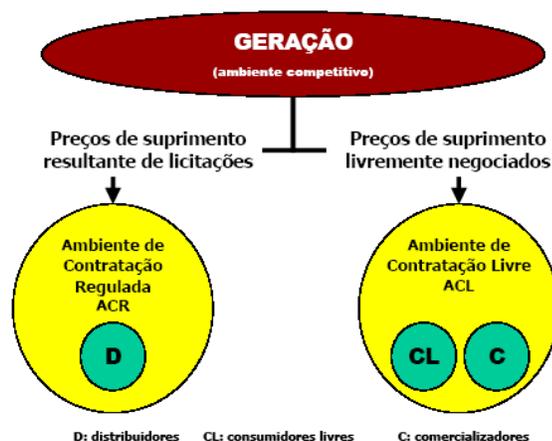


Figura 1. Visão Geral do Modelo de Contratação

Os vendedores de energia nos leilões assinam contratos com todas as distribuidoras participantes (contratação em “pool”); a energia elétrica de cada empreendimento é

<sup>169</sup> Extraído de “Modelo institucional do setor elétrico”, *cit.* pág. 32

adquirida pelas distribuidoras proporcionalmente à participação de sua demanda na demanda total do leilão. No caso de energia de empreendimentos existentes os leilões são realizados no ano anterior ao início da entrega ("A-1", sendo "A" o ano de início de entrega da energia), e os prazos dos contratos firmados com as distribuidoras variam entre 5 e 15 anos. No caso de energia de novas usinas, os leilões são realizados 5 anos antes da entrada da usina em operação ("A-5"), para permitir prazo adequado à construção de usinas hidráulicas, ou 3 anos antes da entrada em operação ("A-3"), mais adequado às usinas térmicas, e os prazos dos contratos variam de 15 anos (térmicas) a 30 anos (hidrelétricas).

### Leilões e prazos de contratação<sup>170</sup>

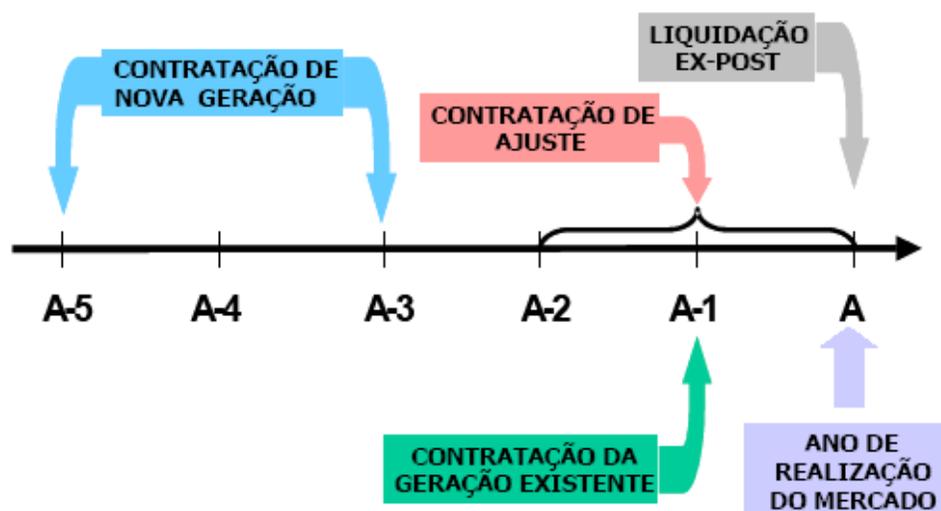


Figura 3. Contratação Regular das Distribuidoras (no ACR)

Para incentivar a contratação de energia de fonte hidráulica (mais barata) e desestimular a compra da energia de fonte térmica (mais cara) foi estabelecida uma regra de repasse, nos três anos seguintes ao início de entrega da energia, com base no Valor de Referência (uma média de preços da energia das usinas hidráulicas, usualmente mais baratas, e das usinas térmicas, geralmente mais caras, ponderada pela quantidade vendida nos leilões), o que penaliza a distribuidora que contratar

<sup>170</sup> Extraído de “Modelo institucional do setor elétrico”, *cit.*, pág. 34.

mais energia de usinas térmicas. Distribuidoras que necessitam poderão solicitar um “leilão de ajuste” para atender as necessidades até 2 anos.

Os contratos assinados com as distribuidoras são denominados CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado) e no caso da energia de novos empreendimentos a serem construídos servem de garantia para viabilizar a obtenção de financiamento, assegurando assim a expansão da geração (um dos problemas apontados anteriormente era a falta desses contratos para viabilizar a obtenção de financiamentos).

Como as distribuidoras estão obrigadas a contratar a energia para atender suas necessidades de mercado projetadas com antecedência de 5 anos, é possível (ou provável) que ocorram diferenças entre o mercado projetado e real; assim, foram concedidos às distribuidoras mecanismos para ajuste, como o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), que permite a transferência de energia de CCEAR de distribuidoras sobre-contratadas para sub-contratadas; os já mencionados “leilões de ajuste”, com prazo até 2 anos de duração; e além disso admitiu-se o repasse às tarifas de uma sobre-contratação de até 3% assim como a possibilidade de redução de até 4% da energia contratada para fazer face a variações de mercado.

- Fim do *'self-dealing'* e desverticalização da geração e distribuição - respeitados os contratos já levados à homologação da ANEEL, foi extinto o *"self-dealing"*, que permitia a contratação de energia pela distribuidora com empresas do mesmo grupo, até o limite de 30% de sua carga e visava estimular a expansão da oferta com a construção de usinas pelo grupo controlador, para suprir a distribuidora, sendo o repasse às tarifas baseado num 'Valor Normativo' (VN) - uma estimativa da ANEEL sobre o custo marginal de expansão<sup>171</sup>. Foi determinada a “desverticalização” das

---

<sup>171</sup> As críticas eram de que o valor da energia era sempre negociado no limite superior, gerando pressão sobre as tarifas ao consumidor e permitindo fortes ganhos aos vendedores não-regulados (geradores e comercializadoras).

atividades de geração e distribuição, que ficarão a cargo de empresas diferentes;

- Lastro físico obrigatório dos vendedores : agentes vendedores de energia *"deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência, para garantir cem por cento de seus contratos", sendo esse lastro "constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso mediante contratos de compra de energia ou de potência"* <sup>172</sup>.
- Contratação bilateral integral de energia elétrica: os agentes de consumo, sejam as distribuidoras ou os consumidores livres, devem contratar 100% da energia para atender seu mercado e carga, por meio de contratos bilaterais, passando a ser penalizado o consumo sem cobertura contratual exposto ao mercado "spot"; os consumidores livres devem manter 100% de cobertura com base na média dos últimos 12 meses de consumo, e as distribuidoras com base no ano civil;
- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE <sup>173</sup> instituição que sucede o MAE - Mercado Atacadista de Energia, tendo a função de administrar os contratos de energia de distribuidoras (CCEARs) no ACR; contabilizar as diferenças entre a energia medida (gerada ou consumida) e a contratada pelos agentes e fazer a liquidação financeira desses valores entre devedores e credores, com base no preço do mercado "spot" (o PLD - Preço de Liquidação de Diferenças, substituiu o Preço MAE), aplicando penalidades aos agentes que transgridam regras referentes ao lastro de venda e cobertura de consumo; realizar os leilões de energia, por delegação da ANEEL;
- Novas regras de governança do Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS: alteração buscando eliminar os riscos de interferência de agentes de

---

<sup>172</sup> Decreto 5163/2004, artigo 2º

<sup>173</sup> Prevista na Lei nº 10.848, a CCEE foi regulamentada pelo Decreto nº 5177, de 12/8/2004.

mercado, participantes do Conselho de Administração, em atribuições exclusivas da Diretoria, nos termos do Decreto nº 5081 (14/5/2004);

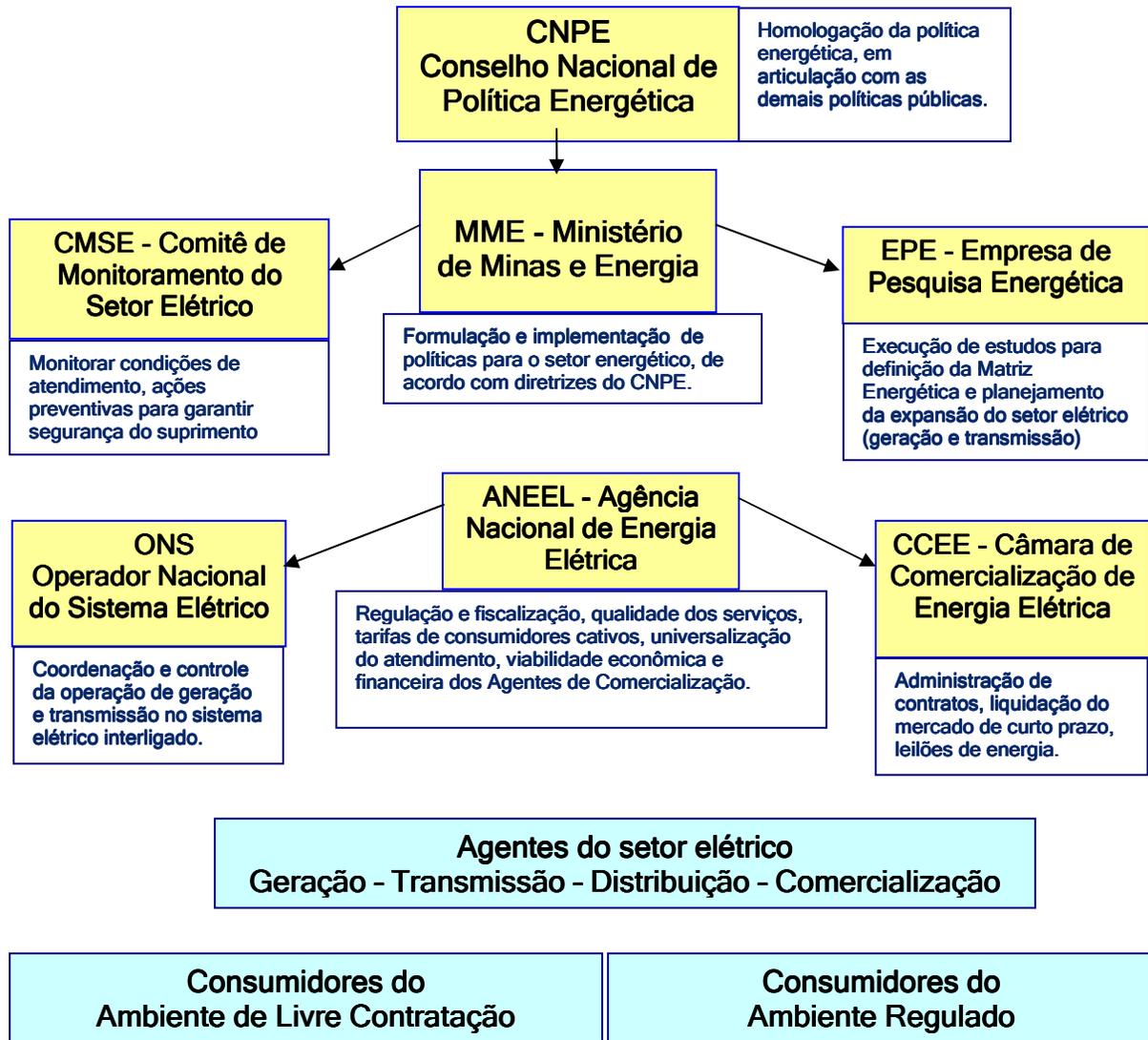
- Criação de Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE <sup>174</sup> no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com função de “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional” de modo a evitar riscos ao atendimento do mercado; é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e integrado por 4 representantes do MME, mais os titulares do ONS, ANEEL, ANP, CCEE, EPE.

Após implantadas as novas instituições criadas pelo novo modelo, o setor elétrico brasileiro adquiriu sua atual configuração institucional, a seguir apresentada.

---

<sup>174</sup> Autorizado pela Lei 10.848, o CMSE foi regulamentado pelo Decreto nº 5175, em 09/8/2004.

## Instituições do setor elétrico brasileiro



Nos anos de 2003 e 2004, paralelamente às mudanças promovidas no modelo setorial, ocorreram as revisões tarifárias de grande número de distribuidoras de energia elétrica, pela primeira vez após a privatização destas (processo que se concentrara nos anos de 1997 e 1998). No capítulo seguinte, faz-se uma avaliação da revisão tarifária, bem como das mudanças do modelo e os resultados da nova sistemática de leilões para a contratação de energia elétrica e suas perspectivas.

## **Capítulo 4**

### **A questão da modicidade tarifária**

## A questão da modicidade tarifária

Em suas origens, a reforma do setor elétrico brasileiro apresentara não só uma promessa de *expansão da oferta* - com a retomada dos investimentos paralisados ou atrasados em função da crise financeira e das restrições à ação das estatais <sup>175</sup>, como acenou também com a perspectiva de *menores tarifas*, em decorrência da maior eficiência econômica a ser trazida pela privatização e pela *nova forma de regulação*.

Porém já na privatização das empresas os objetivos fiscais do Estado foram priorizados em detrimento da modicidade tarifária, ou seja, em prejuízo da busca de redução de tarifas: o processo de privatização, decidido com base nos maiores lances ofertados no leilão de venda, visou maximizar a arrecadação da receita obtida na transferência patrimonial – a opção de “beneficiar o Tesouro” (contribuinte) e não o consumidor de energia.

Uma alternativa teria sido a venda das empresas pelo preço fixado, resultante da avaliação econômico-financeira (ou seja, sem previsão de ágio), ao licitante que se dispusesse a praticar tarifas menores que as vigentes. Mas a ‘opção fiscal’ foi manter as tarifas vigentes e buscar obter ágios no leilão, ou seja, obter ganhos adicionais decorrentes da diferença entre as avaliações oficiais do valor das empresas (preço mínimo de venda no leilão) e o valor correspondente ao fluxo de caixa descontado obtido pelo investidor. Assim, o valor dos resultados líquidos de caixa previstos para os anos futuros, calculado pelo investidor (conforme suas projeções sobre a evolução do mercado, perspectivas de redução de custos e agregação de novas receitas), e descontado à taxa de retorno de sua atratividade, servia de base para oferecer o maior lance possível *acima do preço mínimo estimado*, visando vencer o leilão. Vale observar que o julgamento com base no menor

---

<sup>175</sup> Um dos “objetivos fundamentais” anunciados pelo Programa Nacional de Desestatização (Art. 1º, inciso III da Lei 8031/90) era “*permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada*”.

valor da tarifa era perfeitamente possível, por ser este um dos critérios já previstos na Lei nº 8987/95 <sup>176</sup>.

A preponderância do interesse fiscal e o papel secundário da modicidade tarifária são exemplificados também pela criação da *Subclasse Residencial Baixa Renda* pelo DNAEE, em 1995, com alteração dos critérios de enquadramento dos consumidores residenciais, visando retirar descontos aplicáveis nas suas tarifas. Os novos critérios de enquadramento, propostos pela própria concessionária, permitiram retirar o desconto até então aplicado na tarifa residencial (que incidia em maior proporção nos blocos iniciais de consumo, a *tarifa escalonada*), e em conseqüência aumentar o valor da receita projetada e o valor do fluxo de caixa descontado utilizado como base da avaliação para privatização. Numa palavra: penalizaram-se os consumidores residenciais para assegurar maiores ganhos ao Estado no processo de privatização de suas empresas <sup>177</sup>. Outros fatores de pressão somaram-se a este, como será visto ao analisar os mecanismos de formação e alteração das tarifas.

Em situação de “equilíbrio econômico-financeiro” a receita da concessionária deve ser suficiente para cobrir custos (inclusive depreciação) e remunerar investimentos realizados, que na visão do regulador sejam avaliados, respectivamente, como “eficientes” e “prudentes”. Os contratos de concessão das distribuidoras prevêem, em sua cláusula referente às tarifas, 3 (três) mecanismos de ajustamento tarifário <sup>178</sup> :

- a) reajuste anual - atualização realizada uma vez por ano nos níveis de tarifas, é substituído em datas pré-determinadas pelas revisões tarifárias periódicas;
- b) revisão tarifária periódica - avaliação periódica da receita necessária para a concessionária cobrir os custos considerados “eficientes”, prover recursos para depreciação e remunerar investimentos “prudentes”, conforme os critérios do

---

<sup>176</sup> Lei nº 8987, artigo 15: “No julgamento da licitação será considerado um dos seguintes critérios: I- o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;”

<sup>177</sup> Vieira, José P. - “Energia elétrica como antimercadoria e sua metamorfose no Brasil: a reestruturação do setor e as revisões tarifárias”, Tese de Doutorado Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – Universidade de São Paulo - PIPGE/USP, São Paulo, 2005, mostra o forte impacto da retirada dos descontos sobre as tarifas residenciais.

<sup>178</sup> Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica, Cláusula Sétima: “Das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços”. Disponíveis no site da ANEEL: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

regulador; ocorre em intervalos de tempo determinados no próprio contrato de concessão (geralmente a cada 4 ou 5 anos);

c) revisão extraordinária - ocorre em situações excepcionais (p.ex. racionamento), para se restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.<sup>179</sup>

No cálculo do reajuste anual, a receita da concessionária é dividida em 2 parcelas, que devem ser suficientes para cobrir os diferentes custos da concessionária e permitir a recuperação do capital aplicado (depreciação) e sua remuneração:

*"Parcela A - a parcela da receita correspondente aos seguintes custos: cotas da Reserva Global de Reversão – RGR; cotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; encargos da compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica; valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos, compra de energia e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para revenda."*

*"Parcela B - valor remanescente da receita da concessionária, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela A".<sup>180</sup>*

Assim, a **Parcela A** corresponde aos custos considerados "não-gerenciáveis" pela distribuidora; já na **Parcela B** estão agrupados os custos operacionais ditos "gerenciáveis" (pessoal e encargos, materiais, serviços de terceiros e outros), mais a depreciação e a remuneração do capital aplicado, sendo a **Parcela B**, obtida por diferença entre a receita total, excluído o ICMS, e a "Parcela A"<sup>181</sup>.

Os custos não-gerenciáveis da Parcela A correspondem a gastos com:

- compra de energia de suprimento para revenda<sup>182</sup>;

<sup>179</sup> Idem, Nona subcláusula: "...caso haja alterações significativas nos custos da Concessionária, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovados pelo Poder Concedente durante o período, por solicitação desta, devidamente comprovada, o Poder Concedente poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato". (grifo nosso)

<sup>180</sup> Cf. Contrato de Concessão, Cláusula Sétima. Das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços. Quinta Subcláusula: "Para fins de reajuste tarifário, a receita da concessionária será dividida em duas parcelas..."

<sup>181</sup> Devido ao cálculo 'por diferença' ficaram alocados na "Parcela B" o PIS/COFINS e o encargo de aplicar anualmente 1% da receita em P&D e Eficiência Energética.

<sup>182</sup> No momento da assinatura dos contratos de concessão, os contratos de suprimento, depois chamados "contratos iniciais", estão fixados. Esses contratos entre distribuidoras e geradores vigoram na transição até a livre contratação

- encargos referentes a pagamento pelo uso da rede de transmissão, que foram segregados da tarifa de geração, e
- encargos setoriais obrigatórios.

Durante o período anterior à reforma, a energia proveniente dos novos empreendimentos de geração era alocada diretamente às distribuidoras com base na previsão de crescimento de seus mercados. A implantação de um mercado livre de comercialização de energia implicaria a liberação dos montantes contratados pelas distribuidoras junto às geradoras estatais federais e estaduais e a livre contratação da energia suprida. Isso teria significado, no entanto, uma forte e imediata elevação do preço dessa energia, que certamente seria equiparado ao preço da energia de novos empreendimentos, de maior custo. Assim, foi prevista e implantado um cronograma de transição para a livre contratação, pro meio dos chamados “contratos iniciais”, o que implicou a manutenção, para o período de 1998 até 2002, das condições de aquisição de suprimento já previstas anteriormente.

Assim, até 2002 apenas a energia necessária para atender o crescimento do mercado consumidor da distribuidora, eventualmente não coberto pelos montantes de energia dos “contratos iniciais”, seria objeto de livre contratação bilateral. A partir de 2003 a energia a ser progressivamente liberada dos “contratos iniciais” devia ser substituída por meio de novas contratações feitas livremente pelas distribuidoras (ou então renovação sob novas bases com os supridores dos contratos iniciais). Portanto, a concessão, renovada após a privatização, iniciava-se com contratos de suprimento mantidos até o ano de 2002, e a partir de 2003 essa energia era descontratada progressivamente (25% ao ano de redução), e a energia descontratada passaria então a ser livremente vendida pelas geradoras.

---

bilateral do suprimento e duram de 1998 e 2002; a partir de 2003 seus montantes de energia são reduzidos 25% a cada ano, até sua extinção em 2006, podendo a energia liberada ser negociada livremente no mercado pela geradora. A necessidade de energia adicional não coberta pelos contratos iniciais e a reposição da energia liberada dos “contratos iniciais” passa a ser de livre contratação bilateral pela distribuidora; assim parte do custo de suprimento fica sob a gestão da distribuidora, mas seu custo era repassado com limites fixados com base numa tarifa de referência chamada “Valor Normativo”.

A liberação da energia dos “contratos iniciais” e a necessidade de sua recontração criavam, desde logo, uma perspectiva de pressão sobre a pretendida “modicidade tarifária”: como o custo da energia de novas usinas é mais elevado – pois os novos aproveitamentos de energia são, em geral, menos favoráveis em termos de rendimento de energia por unidade de investimento e mais distantes dos centros de carga, agregando custos de transmissão – a “energia velha” dos “contratos iniciais”, quando liberada, teria forçosamente seus preços equiparados ao da energia de novos aproveitamentos e teria de ser recontratada a preços mais elevados. Então se tinha um fator claro e previsível de pressão no sentido de subida do custo de suprimento, pela liberação dos contratos iniciais<sup>183</sup>.

A proposta de uma transição mais longa até a livre contratação (contratos iniciais com vigência integral por seis anos e a partir daí redução anual de 10%, feita durante o RE-SEB pela consultoria Coopers & Lybrand) foi alterada pelo governo, que reduziu esse prazo para 7 anos (vigência integral de 1999 a 2002 e redução anual de 25% a partir de 2003). A liberação da energia das geradoras comprometida com os “contratos iniciais” em prazo mais curto foi justificada para estimular logo o mecanismo de livre contratação no mercado, mas certamente vinha associada também a uma valorização previsível das empresas geradoras no processo de privatização: como o critério de avaliação de empresas para a privatização era o “fluxo de caixa descontado”, a receita das geradoras teria maior crescimento após a liberação, devido à elevação do preço de venda dessa energia<sup>184</sup>.

Além desse primeiro fator de pressão de custos, a transição para a livre contratação bilateral do suprimento deu-se no contexto regulatório que permitia a contratação de até 30% da energia necessária dentro do próprio grupo a que pertencia a distribuidora – o

---

<sup>183</sup> Essa renda econômica assemelha-se à “renda diferencial” obtida nas terras mais férteis e mais próximas dos centros de consumo, criada quando se exploram terras de menor fertilidade e mais distantes, descrita por Ricardo nos “Princípios de Economia Política e de Tributação” (Capítulo II, “Sobre a renda”). Ricardo, D., op. cit., ed. Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, 1983, 3ª edição.

<sup>184</sup> Essa consciência de que a energia seria vendida a preços maiores, após descontratada, também era clara e atraente para as geradoras: uma grande empresa federal recusou-se a negociar a renovação da venda da energia dos contratos iniciais, sob o argumento de que iria vender “a quem pagasse mais” quando a energia fosse liberada.

auto-suprimento, chamado "*self dealing*". Esse mecanismo foi idealizado para estimular investimentos do grupo em geração, com a possibilidade de venda à própria empresa distribuidora, com tarifas de venda limitadas pelas regras de repasse estabelecidas pela ANEEL com base no limite denominado Valor Normativo, que era fixado com base no Custo Marginal de Expansão projetado para novos empreendimentos de geração. Porém, o *self-dealing* não se restringiu à energia proveniente de novos empreendimentos, e criou ainda possibilidade de que a aquisição de energia fosse feita pela comercializadora do grupo, adquirindo energia de usinas já existentes e a revendendo por maior preço à distribuidora, até o limite de repasse, com a absorção de ganhos de intermediação e sem aumento da geração de "energia nova". Mesmo nas situações em que ocorreu de fato aumento da geração, devido à construção de novas usinas, a venda dessa "energia nova" para a distribuidora podia ser feita até o limite máximo dado pelas regras de repasse, ou seja, provavelmente a preços superiores àqueles que teriam prevalecido em uma situação de concorrência. Essa situação foi ao menos parcialmente corrigida, posteriormente, ao se homologar novos contratos com limites baseados em preços obtidos nos leilões.

No que se refere aos encargos de transmissão, pagamento pelo acesso e uso das linhas de transmissão, cujo custo foi desvinculado da energia das empresas geradoras, observou-se também uma forte elevação, em decorrência da necessidade de ampliações e reforços da rede para sanar deficiências e para possibilitar maior segurança e flexibilidade operativa do sistema elétrico (ao permitir a transferência de grandes montantes de energia entre regiões, e maximizar o uso de recursos hídricos armazenados em reservatórios localizados em regiões com hidrologias diferenciadas). Ou seja, os desejáveis investimentos em ampliações e reforços na rede de transmissão traziam inevitavelmente o aumento dos encargos tarifários a serem pagos, o que era um segundo fator a pressionar a "modicidade tarifária"<sup>185</sup>.

---

<sup>185</sup> Os investimentos em ampliações e reforços da Rede Básica são propostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e uma vez aprovados passam a constituir o PAR – Plano de Ampliações e Reforços “para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso a todos os interessados em atuar na CCEE”. (informações sobre o PAR estão disponíveis no site do ONS: <http://www.ons.org.br>)

Os “encargos setoriais” constituem o terceiro grupo importante de “custos não-gerenciáveis” incidentes sobre a tarifa de energia elétrica, e atendem às mais diversas finalidades (RGR - Reserva Global de Reversão, fonte de recursos originalmente criada para gerar recursos que permitissem a reversão ao Estado das empresas privadas, mas se transformou em simples fonte de financiamento setorial; CCC - Conta de Consumo de Combustível, provê recursos para pagar a diferença de custo da geração térmica dos sistemas isolados; TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, gera recursos para operação da agência reguladora, inclusive a fiscalização das concessionárias; aos quais se agregaram encargos novos como a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e o PROINFA, para estimular fontes de geração alternativas, permitir a universalização do serviço de energia elétrica, etc.)

A regra fixada para os custos não-gerenciáveis foi de repasso integral à tarifa (“*pass-through*”) dos aumentos desses custos, por ocasião do reajuste anual de tarifas da distribuidora, visto que inexistia possibilidade de uma ação gerencial e controle por parte da distribuidora sobre os custos de suprimento e de transmissão e os encargos instituídos por determinações legais. Entretanto, como o repasse das variações de custos da “Parcela A” só ocorre uma vez ao ano, no momento de reajuste das tarifas e alguns acréscimos de custo podem ocorrer entre reajustes tarifários gerando fortes custos financeiros de “carregamento” até a data da próxima revisão tarifária, em 2001 foi criada a Conta de Compensação de Valores da Parcela A (“CVA”), para registrar as variações de custos não-gerenciáveis e atualizar o seu valor mensalmente, com base na taxa SELIC, até a data do reajuste tarifário anual seguinte, quando esse valor atualizado passa a ser recuperado como um adicional de reajuste. Assim, incorporou-se um componente financeiro ao reajuste tarifário anual, decorrente da variação de valores dos componentes da Parcela A ocorrida entre os reajustes, que é corrigida pela taxa SELIC até a data do reajuste <sup>186</sup>.

---

<sup>186</sup> Um mecanismo similar ao da CRC - Conta de Resultados a Compensar, extinta em 1993. Mas esta considerava cobertos os custos, e registrava os excessos ou insuficiências da remuneração que, uma vez corrigidos, deviam ser incorporados anualmente, no cálculo do reajuste tarifário. NA CVA, são os “custos não-cobertos” contidos na Parcela A, que devem ser compensados.

A **Parcela B**, a outra parcela da Receita, destina-se à cobertura dos chamados “Custos Gerenciáveis” – assim entendidos todos os que estão sob controle da distribuidora (custos operacionais referentes a pessoal e encargos associados, materiais, serviços de terceiros contratados, e outros), mais a depreciação dos ativos e a remuneração do capital aplicado (que é chamado de ‘Base de Remuneração’).

No reajuste anual as elevações de custo da Parcela A são repassadas às tarifas, mas a Parcela B é corrigida pela variação do índice de preços fixado pelo contrato de concessão (IGP-M) menos um percentual (Fator X).

A Parcela B é, portanto, a parte da receita que de fato está sujeita ao controle de preços no regime de “*price cap*”. É corrigida anualmente com base na variação do IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado) nos 12 meses anteriores à data de reajuste <sup>187</sup>, menos um redutor correspondente ao ganho anual de produtividade da distribuidora, chamado **fator x**, que é estimado à época da revisão tarifária periódica e aplicado nos reajustes anuais subsequentes à revisão. Assim, de fato a Parcela B tem reajuste abaixo da variação do IGP-M, depois de transcorrido o período até a primeira revisão tarifária (visto que os contratos fixaram valor zero para o “fator x” nesse período inicial, também para se estimular os ganhos de eficiência e a redução de custos, visando maximizar o resultado e aumentar o valor de venda das empresas privatizadas).

O valor da Parcela B a ser corrigida é obtido por diferença entre a receita observada nos 12 meses anteriores ao reajuste tarifário, e a Parcela A desse mesmo período. Chamando a receita total nos 12 meses anteriores ao reajuste de RAo, e de VPa o Valor da Parcela A (“custos não-gerenciáveis”) do mesmo período, o valor da parcela B a ser corrigida, VPBo, corresponde a:

$$\mathbf{VPBo = RAo - VPAo} \text{ (visto que } \mathbf{RAo = VPAo + VPBo}$$

A Parcela B corrigida para o período de 12 meses seguintes, VPB1, será:

---

<sup>187</sup> Do mês anterior ao do reajuste tarifário anterior, até o mês anterior do reajuste tarifário em curso.

$$\mathbf{VPB\ 1 = VPBo . [1 + igpm - x]}$$

Após o reajuste anual a nova receita da concessionária (RA1) será então constituída pela Parcela B corrigida (VPB1), mais nova Parcela A devidamente atualizada (VPA1) com o repasse integral dos valores de seus componentes.

$$\text{Assim, } RA1 = VPA1 + VPBo . (1 + igpm - x)$$

O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é obtido pela comparação entre a nova receita corrigida e a receita anterior :

$$IRT = \frac{VPA1 + VPBo . (1 + igpm - x)}{RAo}$$

A justificativa para desconto do *fator X*, com correção da Parcela B abaixo da variação do índice de preços, decorre dos ganhos de produtividade decorrentes da *sub-aditividade de custos*, ou seja, do fato de que os custos não crescem proporcionalmente à evolução do mercado, gerando assim ganhos que devem ser transferidos para o consumidor. A expansão do mercado, devido ao aumento de número de consumidores e ao aumento do consumo de energia elétrica dos consumidores existentes, não é seguida por crescimento proporcional dos custos, mas por crescimento menos que proporcional. Em conseqüência, os preços devem ser corrigidos nos reajustes anuais entre revisões com um fator redutor para compensar essa sub-aditividade de custos, que se reflete em ganhos de produtividade<sup>188</sup>.

Isso não impede que sejam obtidos ganhos de eficiência entre as revisões tarifárias: é exatamente isso que essa regulação busca estimular, e se esses ganhos ocorrerem serão

---

<sup>188</sup> Além dos ganhos de produtividade há também ganhos de eficiência stricto sensu (devido à introdução de melhorias nos processos, novas formas de organização redutoras de custos, utilização de novos materiais, substituição de fornecedores ou negociações mais vantajosas). Entretanto, como por ocasião da revisão tarifária já são estabelecidos “custos eficientes” pelo regulador, com base em uma “empresa de referência” ou “empresa-modelo” idealizada, esses ganhos de eficiência supostamente já foram apropriados no momento da revisão tarifária, restando os ganhos de produtividade a serem descontados nos reajustes anuais subseqüentes.

apropriados pela distribuidora, sendo justificados pelo *desempenho superior* ao padrão de exigência usado pelo regulador; é a possibilidade de apropriar esses ganhos que representa o estímulo indutor de uma *performance superior*, ponto central de toda “regulação por incentivos” entre as quais a regulação por teto de preços (*price cap*).

Mas a escolha do IGP-M como indexador para a correção da Parcela B acabou por representar um fator adicional de pressão altista sobre as tarifas, no período de 1997 (ano em que ocorreram várias privatizações) a 2003 (ano da primeira revisão tarifária periódica para um grande número de distribuidoras, quando as distorções decorrentes do índice de correção devem ser corrigidas, pelo restabelecimento de novos níveis tarifários).

### **Variação anual IGPM e IPCA – 1995/2006**

Ano	IGP-M	IPCA	Var. % IGPM/IPCA
1995	15,24	22,41	- 5,86
1996	9,20	9,56	- 0,33
1997	7,74	5,22	2,39
<b>1998</b>	<b>1,78</b>	<b>1,65</b>	<b>0,13</b>
<b>1999</b>	<b>20,10</b>	<b>8,94</b>	<b>10,24</b>
<b>2000</b>	<b>9,95</b>	<b>5,97</b>	<b>3,76</b>
<b>2001</b>	<b>10,38</b>	<b>7,67</b>	<b>2,52</b>
<b>2002</b>	<b>25,31</b>	<b>12,53</b>	<b>11,36</b>
2003	8,71	9,30	- 0,54
2004	12,41	7,60	4,47
2005	1,21	5,69	- 4,24
2006	3,83	3,14	0,67

IGP-M e IPCA: Relatórios Banco Central do Brasil

No período 1998/2002 a correção acumulada da Parcela B foi cerca de 30% superior àquela que teria ocorrido se o indexador escolhido fosse o IPCA, como se observa na comparação entre esses índices. Apesar de o IGP-M ser um índice com plena aceitação no

mercado financeiro e gozar de grande credibilidade junto aos investidores, apresenta uma grande sensibilidade ao Índice de Preços por Atacado (peso de 60% para a composição do IGPM), e sofre efeitos da variação de preço das “commodities” e das variações cambiais.

A partir de 1998 os reajustes anuais de tarifas das empresas privatizadas em 1997 utilizando a sistemática de correção da Parcela B pelo IGP-M, e o acumulado até 2002 dessa diferença de variação do IGPM sobre o IPCA atingiu mais de 30%. A revisão tarifária periódica realizada em 2003 fez o re-cálculo da Parcela B para estabelecer novos níveis tarifários utilizando outros critérios, sem recorrer à variação do IGPM.

Como nos anos iniciais até a primeira revisão tarifária o *fator x* fixado em contrato foi igual a zero aplicou-se, portanto, a variação plena do IGP-M no reajuste da Parcela B. Ao fixar o *fator x* como igual a zero nos anos iniciais à privatização, até a primeira revisão tarifária, o governo permitiu que as reduções de custos implantadas após a privatização fossem integralmente apropriadas pelos investidores, obtendo-se em conseqüência maior valor na venda das distribuidoras, traduzido em pagamento maiores nos leilões de privatização - e privilegiando a arrecadação fiscal em vez da modicidade tarifária. Era certo que nos anos iniciais pós-privatização seriam obtidos os maiores ganhos de eficiência, mas, se o governo fixasse valores diferentes de zero para o Fator X nesses anos, iria beneficiar os consumidores com menores tarifas, mas reduziria as receitas projetadas das empresas e, em conseqüência, teria obtido menores resultados fiscais na privatização.

## **A primeira Revisão Tarifária Periódica e seus resultados**

Até 2003 apenas a ESCELSA, privatizada em 1995, passara por processos de revisão tarifária (em 1998 e 2001, pois seu contrato de concessão prevê revisões a cada 3 anos), em bases diferentes das que vieram a ser aplicadas a partir de 2003. Ao longo de 2003 foram realizados processos de revisão tarifária de 17 distribuidoras, com a aplicação de uma metodologia com contornos definidos, progressivamente aperfeiçoada e que foi

aplicada nos processos de revisão tarifária de outras distribuidoras realizados em 2004 (27 casos) e 2005 (18 casos).

Na revisão tarifária mantém-se, para a Parcela A, o mesmo mecanismo de atualização utilizado por ocasião do reajuste anual, visto tratar-se de “custos não-gerenciáveis” pela distribuidora, ajustando-se apenas montantes adquiridos e preços admitidos para repasse da energia adquirida por meio de contratos bilaterais livremente firmados. Mas,

*“enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, no momento da revisão tarifária periódica são calculadas a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência”* (ANEEL, Nota Técnica sobre a revisão tarifária).

Assim, na revisão tarifária a ação do órgão regulador limita-se basicamente aos componentes da Parcela B, devendo buscar os critérios para fixação de custos operacionais reconhecidos como eficientes, da base de remuneração, taxa de retorno do capital e depreciação, a partir dos quais serão fixados os novos valores constituintes da Parcela B que, somados à Parcela A permitem dimensionar qual a receita necessária para cobertura desses itens, a chamada “Receita Requerida”. Esta é então comparada à “Receita Verificada” (a receita auferida com os níveis tarifários vigentes) e a partir daí se obtém o percentual de correção de tarifas decorrente da Revisão Tarifária. Como se verá, houve importantes inovações na revisão tarifária das distribuidoras a partir de 2003 quanto à metodologia adotada <sup>189</sup>.

Em dezembro de 2002, quatro distribuidoras “estrearam” essa nova metodologia (CPFL, CEMIG, CEMAT e ENERSUL, com data-base de revisão em abril de 2003), ao receber do órgão regulador uma Nota Técnica contendo a proposta referente à sua revisão tarifária, acompanhada de material anexo sobre os diversos critérios adotados para a

---

<sup>189</sup> Para uma avaliação da revisão tarifária ver Peano (2005). Peano, Cláudia de Rosa – “Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL”, Dissertação de Mestrado, PIPGE/USP – Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005; ver também: Vieira, José Paulo, op. cit..

formulação da proposta, a saber: Anexo I: Metodologia e cálculo da 'Empresa de Referência' referente à área de concessão; Anexo II: Metodologia e cálculo do Custo de Capital de concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil; Anexo III: Metodologia e cálculo da estrutura ótima de capital de concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil; Anexo IV: Metodologia de avaliação da Base de Remuneração Regulatória pelo método de Valor Novo de Reposição; Anexo V: Metodologia e cálculo do Fator X para a concessionária de distribuição de energia elétrica; Anexo VI: Metodologia de alocação das receitas extra-concessão na receita do serviço básico das concessionárias de distribuição de energia elétrica" <sup>190</sup>.

Assim, os Custos Operacionais de cada empresa sob revisão foram fixados com base em uma "empresa modelo", virtual, chamada Empresa de Referência:

*"(...) a Empresa de Referência é um tipo de regulação por incentivos que utiliza a comparação com uma referência, ou benchmark, e não as informações da empresa, a fim de determinar os custos eficientes a serem cobertos pela tarifa. No caso da ER adotada no setor elétrico brasileiro, a comparação é com uma empresa modelo teórica, com enfoque de engenharia, construída a partir de indicadores que buscam refletir as melhores práticas e tecnologias apropriadas à prestação eficiente do serviço nas condições locais"* (PEANO, 2005, pág. 49).

A partir das informações apresentadas e dos valores propostos pelo regulador, as distribuidoras fizeram questionamentos e solicitaram as correções julgadas necessária quanto aos itens eventualmente não considerados ou inadequadamente considerados, que podiam levar a ajustes da metodologia e da proposta inicial formulada pelo regulador <sup>191</sup>.

A respeito da empresa de referência, comenta Newbery:

---

<sup>190</sup> Esse material encontra-se disponível no site da ANEEL: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) – informações técnicas – tarifas/consumidores finais – revisão tarifária periódica – audiências públicas, que apresentam todas as informações das revisões realizadas desde 2003.

<sup>191</sup> Assim, as revisões das demais distribuidoras, realizadas ao longo de 2003 e 2004, foram incorporando correções de erros, ajustes e melhorias das proposições iniciais, como se pode perceber nas propostas de revisões encaminhadas pelo regulador. As alterações feitas consubstanciavam-se em Notas Técnicas Complementares, divulgadas pela ANEEL, que também estão disponíveis no *site* do regulador.

*"The idea of using business models to benchmark utilities and hence reduce the information asymmetry about the feasible level of costs is attractive and has been written into the Chilean legislation. It seems to offer the incentive advantages of price-cap regulation and the cost-based advantages of rate-of-return regulation, but in regulation, as elsewhere, there is no free lunch. The obvious problem is that the utility will argue that the model ignores important features of reality"* (Newbery, David M. – "Privatization, restructuring and regulation of network utilities", Cambridge, Mass., The MIT Press, 3 rd. printing, 2001)

A afirmação que *"o problema óbvio é que a empresa concessionária (utility) argumentará que o modelo ignora importantes características da realidade"* é bastante pertinente, pois de fato podem ocorrer ou uma simplificação ou uma inadequação indevida entre modelo e realidade, para a qual será requerida uma correção. Então, o risco mais relevante é que a concessionária conteste e comprove as inadequações que lhe são desfavoráveis, mas acate as inadequações que lhe são favoráveis – e, uma vez mais, temos de volta o problema da "assimetria de informações", que pode levar a reajuste acima dos custos inadequadamente "modelados", sem que os custos modelados "em excesso" sejam reduzidos. Nesse caso, o limite (*cap*) de custos terá perdido, ao menos parcialmente, sua eficácia. Uma alternativa para evitar esse problema seria a realização de auditoria dos custos reais, tal como ocorre no "serviço pelo custo" para itens não reclamados, para verificar se está havendo algum "excesso" na modelagem. Esse procedimento de verificação real é utilizado nos ativos que compõem a Base de Remuneração, essencial para cálculo da depreciação e remuneração de capital <sup>192</sup>.

No caso da Base de Remuneração Regulatória, utilizada para o cálculo do retorno sobre o capital e da depreciação, era essencial a avaliação dos ativos utilizados na prestação do serviço. Para essa finalidade foi utilizado como critério para avaliação dos ativos o *Custo de Reposição a Valor de Mercado*, em substituição ao método tradicional de utilizar o valor contábil (a custo histórico ou corrigido). Vale notar que o fim da correção monetária dos ativos a partir de 1995, na esteira do Plano Real, recolocara o problema de

---

<sup>192</sup> Porém, existe também a proposta de utilizar uma configuração de rede virtual, otimizada, com ativos ideais, de máxima eficiência, em substituição à real, para assegurar que os investimentos são "prudentes".

se calcular o valor atualizado dos ativos de um segmento regulado, onde permanecem em serviço por longos períodos, podendo ultrapassar 10 a 15 anos.

O critério do Custo de Reposição a Valor de Mercado foi introduzido em setembro de 2002 <sup>193</sup>. Resumidamente, trata-se de fazer um laudo de avaliação dos ativos existentes na concessão, com base no valor atual de um novo ativo idêntico ou, na sua impossibilidade, de um ativo que cumpra igual função. Assim, o barateamento de equipamentos ao longo do tempo será considerado no cálculo “ao custo de reposição”. Esse laudo é feito por uma das empresas de consultoria selecionadas pela ANEEL, que se utilizam dos conceitos e princípios divulgados na Resolução nº 493. Após concluído o laudo, a ANEEL pode não obstante desconsiderar alguns itens de ativo (por exemplo, terrenos sem uso ou excessivos para as instalações que ali estão instaladas, equipamentos sobre-dimensionados ou ociosos, etc.) Sobre o valor dos ativos reconhecidos como “investimentos prudentes” é aplicada uma taxa de depreciação correspondente ao mesmo tempo de vida útil dos ativos existentes, chegando-se assim ao valor dos ativos líquidos de depreciação, que será considerado na Base de Remuneração <sup>194</sup>.

Um dos anexos à Nota Técnica da revisão tarifária apresentava ainda uma nova metodologia (não utilizada na Revisão), denominada “Valor Novo de Reposição”, que pretende simular a “rede elétrica ótima” em termos de eficiência, que seria utilizada no lugar da rede real existente – de modo similar ao uso de dados da Empresa de Referência, virtual, em lugar dos dados da empresa real. Assim como se pretende criar uma “competição virtual” entre a empresa real e a “empresa de referência” quanto a custos operacionais, aqui a idéia subjacente é considerar “investimento prudente” para fins de base de remuneração, aquele estimado a partir da rede ótima simulada.

---

<sup>193</sup> Resolução ANEEL Nº 493, de 03 de setembro de 2002. “Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de energia elétrica”. Ver ainda: Audiência Pública ANEEL nº 005/2002. Disponível em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) A necessidade de definir critérios para revisão tarifária das distribuidoras fora levantada pelo Comitê de Revitalização do Modelo.

<sup>194</sup> O cálculo da Base de Remuneração Regulatória apresentou diversos problemas, decorrentes inclusive da interpretação da metodologia, levando a ANEEL a não reconhecer diversos laudos e determinar que fossem re-elaborados e adotar valores provisórios para a Base de Remuneração usada na revisão tarifária, até que fossem concluídos laudos considerados adequados.

Outro ponto importante referia-se à taxa de retorno aplicável sobre essa Base de Remuneração para o cálculo da remuneração a ser obtida. A ANEEL utilizou a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – Weighted Average Cost of Capital), com uma estrutura de capital com 50% de capital próprio (*equity*) e 50% de capital de terceiros (*debt*), considerada a mais adequada às características brasileiras (em outros países essa relação é mais alavancada, com maior endividamento). O Custo Médio Ponderado de Capital, constituído a partir do Custo de Capital Próprio e Custo de Capital de Terceiros, é utilizado como a taxa de retorno a ser aplicada sobre a Base de Remuneração da concessionária.

O cálculo do Custo de Capital Próprio utilizou o modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*, ou Modelo de Precificação de Ativos de Capital), e partiu de uma taxa de 6,01% a.a. referente à aplicação básica isenta de riscos (*risk-free*, títulos do Tesouro dos EUA) acrescentando diversos prêmios de risco (7,76% para aplicação no mercado de ações que, ponderado pelo "beta" de 26,39% correspondente às empresas distribuidoras de energia elétrica, resultou em prêmio de risco de 2,05% adicional à taxa básica; mais 3,33% de prêmio de risco regulatório; 2,00% de prêmio de risco cambial e 4,08% de prêmio de risco-país) chegando então à remuneração considerada adequada para o capital próprio investido em uma distribuidora brasileira, com a taxa final correspondente ao **Custo de Capital Próprio de 17,47%** ( $r_{CAPM} = 17,47\%$ ).

O Custo do Capital de Terceiros foi calculado de maneira análoga, mas adicionando à taxa de aplicação isenta de riscos (6,01%) os prêmios referentes ao risco de crédito (3,67%), risco-País (4,08%) e risco-cambial (2,00%), chegando afinal a um **Custo de Capital de Terceiros de 15,76%** ( $r_D = 15,76\%$ ).

O **Custo Médio Ponderado de Capital** (Weighted Average Cost of Capital) a ser aplicado na remuneração dos ativos setoriais foi então calculado a partir dessas duas taxas, mas para compensar a possibilidade de abater as despesas com juros no cálculo do Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social, foi descontado do Custo de Capital de Terceiros um percentual de 34%.

Assim,  $WACC = [0,50. rCAPM] + [0,50. rD (1 - 0,34)] = 13,93\%$

Visto que o WACC foi calculado em moeda norte-americana, e tem correção anual pelo IGP-M, essa taxa de remuneração foi descontada pela inflação norte-americana estimada em 2,4% a.a. (1,1393/1,024), chegando-se finalmente à definição de uma **taxa líquida de remuneração de 11,26% para os investidores**, correspondente a uma **taxa bruta de 17,07% antes dos impostos**, aplicável à Base de Remuneração. Essa taxa, muito superior à taxa de 10% a 12% a.a. estabelecida no início dos anos 70 (Lei nº 5655/71), revogada pela em 1993 pela Lei nº 8631/93 (fim da remuneração garantida e extinção da Conta de Resultados a Compensar) resulta, no entanto, bastante similar em termos de taxa líquida após impostos, devido à mudança de alíquota do IRPJ incidente sobre a remuneração do setor elétrico.<sup>195</sup>

Os resultados da Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras de energia elétrica ficaram aquém das expectativas, pois se esperava índices de correção decorrentes da revisão tarifária menores que os índices de reajuste que teriam sido normalmente aplicados. Das 17 distribuidoras que fizeram revisão tarifária em 2003, sete tiveram índices de correção decorrentes da Revisão Tarifária maiores do que se tivesse ocorrido o Reajuste Anual, como se vê no quadro a seguir.

---

<sup>195</sup> Descontados 34% de IRPJ e CSLL os 17,07% correspondem aos 11,26% líquidos. Tomando-se a remuneração máxima de 12% a.a. prevista na legislação brasileira do setor no início dos anos 70 (Lei nº 5655/71) que prevaleceu até 1993 (Lei nº 8631), e a alíquota diferenciada de IRPJ de 6% incidente até 1988 (revogada pela Constituição Federal, que criou ainda o ICMS sobre a energia), chegamos a uma taxa líquida de remuneração muito semelhante: 12% - 6% IR = 11,28% ! Como se vê, não é recente, essa pressão da arrecadação fiscal sobre as tarifas...

## Revisões tarifárias de 2003 e reajustes anuais estimados

Concessionária	Data de Revisão	% Reajuste	% Revisão
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses	8/4/2003	31,43	29,48
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais	8/4/2003	31,22	44,41
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz	8/4/2003	29,66	20,29
ENERSUL - Emp.Energética de Mato Grosso do Sul	8/4/2003	32,47	50,81
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	19/4/2003	32,60	15,92
RGE - Rio Grande Energia S/A	19/4/2003	33,08	27,96
COELBA - Cia.de Eletricidade do Estado da Bahia	22/4/2003	28,61	38,78
COELCE - Cia. Energética do Ceará	22/4/2003	30,29	34,65
COSERN - Cia. Energética do Rio Grande do Norte	22/4/2003	29,45	14,99
ENERGIPE - Empresa Energética de Sergipe	22/4/2003	29,71	33,64
ELETROPAULO Metrop. Eletricidade São Paulo S/A	4/7/2003	22,16	11,65
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A	7/8/2003	27,49	20,21
ELEKTRO Eletricidade e Serviços S/A	27/8/2003	20,25	28,69
BANDEIRANTE Energia S/A	23/10/2003	14,68	9,67
Companhia PIRATININGA de Força e Luz	23/10/2003	11,53	11,19
LIGHT Serviços de Eletricidade S/A	7/11/2003	12,04	-0,07
CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro	31/12/2003	15,03	15,52

Fonte: Peano (2005) e ANEEL - Notas Técnicas complementares à revisão tarifária.

Nos casos em que o índice da revisão tarifária superou o índice que seria obtido com o reajuste anual, o ajustamento tarifário praticado ficou limitado a este, sendo a diferença diferida e objeto de correção, para ser recuperada juntamente com os reajustes anuais futuros.

Peano estimou valores para a Parcela B corrigida segundo os critérios utilizados no reajuste anual das distribuidoras, e os comparou aos valores da Parcela B obtidos na revisão tarifária de 2003 pelas distribuidoras, e constatou que, exceção feita à Light, os índices obtidos na revisão tarifária superaram os que seriam sido obtidos caso aplicado o índice de reajuste tarifário. (Peano, 2005: pg. 90-91)

Entre as hipóteses aventadas para a "recomposição real da Parcela B dessas empresas, ocorrida na revisão tarifária", a autora levanta as seguintes possibilidades:

“1) A tarifa vigente antes da revisão era insuficiente para cobrir os custos eficientes estabelecidos pela metodologia, sendo recomposto o EEF;

2) A tarifa vigente era suficiente para cobrir os custos incorridos no curto prazo, mas esses estavam abaixo dos custos eficientes estabelecidos pela metodologia adotada, sendo o novo EEF estabelecido aquele que garante as condições de longo prazo;

3) A tarifa vigente já estava acima do suficiente para cobrir os custos eficientes, e a revisão estabeleceu um EEF ainda maior ” (Peano, 2005, pág. 91)

Uma análise mais exaustiva da possibilidade da nova regulação econômica e da revisão tarifária servirem como mecanismo de modicidade tarifária deverá aguardar os resultados da 2ª revisão tarifária periódica, a ser realizada no período 2007/9 <sup>196</sup>.

Entretanto, a influência das revisões tarifárias na modicidade tarifária está limitada ao pequeno peso da Parcela B na estrutura de custos. Os quadros abaixo, extraídos de apresentação feita em 2005 pelo então Superintendente de Regulação Econômica da ANEEL mostram que a Parcela B representava 35,7% da Receita do Serviço antes dos impostos, e apenas 26,4% da receita incluídos os impostos PIS/COFINS e ICMS (ou seja, preço final ao consumidor). Já o peso da Parcela A na receita antes dos impostos é de 65% (ou 48% na receita após impostos), sendo que apenas a energia comprada para revenda alcança 43,6% (mais que toda a Parcela B); os encargos setoriais obrigatórios atingem 10,9% e os encargos de transporte (custo de transmissão) atingem 10,5%.<sup>197</sup>

---

<sup>196</sup> Os resultados de 4 revisões já disponíveis mostram fortes reduções de tarifas das empresas (Escelsa – 6,92%; Celpa – 7,88%; Eletropaulo – 7,92% e Coelce – 7,20%). Segundo as primeiras análises, devido à redução dos custos operacionais (o que pode indicar que os valores fixados na revisão anterior foram altos, dado que no segundo período tarifário não há ganhos de eficiência fáceis como no período imediato pós-privatização; ou que os ganhos de produtividade superaram em muito o Fator X ; ou que os *benchmarks* de custos da nova empresa de referência foram “arrochados”), redução da taxa de remuneração em um contexto mais favorável da economia brasileira (taxa líquida de 9,95% contra os 11,26% anteriores), e queda dos valores obtidos na avaliação dos ativos que compõem a Base de Remuneração, além de fatores cambiais (dólar de Itaipu) e fim de compensações financeiras no caso de correções tarifárias diferidas que depois incorporaram acréscimos financeiros .

<sup>197</sup> Ver “*Anatomia da tarifa de energia elétrica no Brasil*” – apresentação do Superintendente de Regulação Econômica da ANEEL, César Antonio Gonçalves, ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, Instituto de Economia da UFRJ, em 28/9/2005. <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos.htm>

<b>BRASIL - Receita do Serviço de Energia Elétrica, 2004</b>			
Item	R\$ mil	Part. %	Part. %
<b>1. PARCELA "A"</b>	<b>34.427.979</b>	<b>65,0%</b>	<b>48,1%</b>
1.1 Compra de Energia	23.088.934	43,6%	32,3%
1.2 Encargos Setoriais	5.753.447	10,9%	8,0%
1.3 Transporte de Energia	5.585.598	10,5%	7,8%
<b>2. PARCELA "B"</b>	<b>18.903.694</b>	<b>35,7%</b>	<b>26,4%</b>
Deduções à Receita (-)	(379.386)	-0,7%	-0,5%
<b>RECEITA DO SERVIÇO</b>	<b>52.952.287</b>	<b>100,0</b>	<b>74,0%</b>
<b>TRIBUTOS</b>	<b>18.558.896</b>	*	<b>26,0%</b>
<b>RECEITA NECESSÁRIA</b>	<b>71.511.183</b>	*	<b>100,0%</b>

Obs. Mercado de venda = 55.437.740 MWh

Fonte: "ANATOMIA DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL". Apresentação de César Antonio Gonçalves, Superintendência de Regulação Econômica - SRE/ANEEL, ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) do Instituto de Economia/UFRJ, em 28/09/2005. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos.htm>

A partir da receita (que reflete os custos setoriais) e dos dados globais do mercado de venda de energia elétrica pôde ser calculada uma "tarifa média de energia elétrica" para o Brasil no ano de 2004, que era a seguinte:

<b>BRASIL - Tarifa média de energia elétrica, 2004</b>		
Itens	Tarifa Média	
	R\$/MWh	Part. %
<b>Parcela A</b>	<b>127,38</b>	<b>48,14%</b>
Energia para revenda	85,43	32,29%
Encargos setoriais	21,29	8,05%
Transporte de energia	20,66	7,80%
<b>Parcela B</b>	<b>69,94</b>	<b>26,43%</b>
modicidade	(1,40)	-0,52%
Subtotal	<b>195,92</b>	<b>74,05%</b>
<b>PIS/COFINS e ICMS</b>	<b>68,66</b>	<b>25,95%</b>
<b>Total</b>	<b>264,58</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: "ANATOMIA DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL". Apresentação de César Antonio Gonçalves, Superintendência de Regulação Econômica - SRE/ANEEL, ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) do Instituto de Economia/UFRJ, em 28/09/2005. Disponível em: <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos.htm>

Entretanto, não foram abertos nesses quadros os componentes da "Parcela B"; calculou-se então, com base nos dados das revisões tarifárias de 2003, a participação tanto dos componentes da Parcelas "A" como "B", na Receita Requerida das sete maiores distribuidoras do Brasil em vendas físicas de energia <sup>198</sup>.

<sup>198</sup> Vendas anuais superiores a 10.000 GWh (1 GWh = 1 milhão de kWh) . Os dados brutos referentes às revisões tarifárias estão disponíveis em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) – informações técnicas – tarifas/consumidores finais – revisão tarifária periódica – audiências públicas. Segundo os dados da ABRADÉE (disponíveis em [www.abradee.org.br](http://www.abradee.org.br) em 2006 as sete distribuidoras representaram 55% das vendas físicas totais de energia elétrica das distribuidoras, e 50% do número total de consumidores).

## Revisão Tarifária 2003 - Participação dos componentes das Parcelas A e B - 7 maiores

Empresa	AES ELPA	CEMIG	LIGHT	CPFL	COPEL	CELESC	COELBA	7 maiores	
Item	Partic. %	R\$ milhões	Partic. %						
<b>Rec Requerida</b>	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	29.736,7	<b>100,0%</b>
<b>Parcela A</b>	<b>66,6%</b>	<b>58,0%</b>	<b>58,0%</b>	<b>65,3%</b>	<b>65,2%</b>	<b>64,4%</b>	<b>44,8%</b>	18.282,6	<b>61,5%</b>
<b>1. Energia</b>	48,3%	41,3%	42,1%	51,0%	43,7%	48,4%	34,2%	13.298,2	44,7%
Itaipu	15,8%	20,2%	15,7%	16,3%	11,6%	10,3%	0,0%	4.350,6	14,6%
Iniciais	24,8%	2,5%	14,5%	26,4%	18,6%	8,4%	23,2%	4.857,7	16,3%
Bilaterais	7,7%	21,9%	12,3%	9,3%	11,2%	32,4%	11,0%	4.338,0	14,6%
Terceiros	0,6%	0,3%	0,1%	2,0%	11,2%	31,0%	0,4%	1.462,4	4,9%
Relacion.	7,2%	21,6%	12,2%	7,2%	0,0%	1,4%	10,6%	2.875,6	9,7%
Leilão	0,0%	0,0%	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	65,5	0,2%
Exp+/Sobras-	0,0%	-3,2%	-2,0%	-1,0%	2,3%	-2,7%	0,0%	(313,6)	-1,1%
<b>2. Encargos</b>	7,0%	11,0%	8,0%	7,0%	8,6%	8,4%	5,2%	2.435,5	8,2%
RGR	1,0%	3,0%	1,8%	0,7%	0,5%	0,6%	1,5%	426,2	1,4%
TFSEE	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	59,2	0,2%
CCC	3,5%	4,0%	3,3%	3,8%	5,4%	5,2%	3,1%	1.186,7	4,0%
CDE	2,3%	2,6%	2,5%	2,3%	2,5%	2,3%	0,4%	681,4	2,3%
CFURH	0,0%	1,1%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	82,0	0,3%
<b>3. Transmissão</b>	11,3%	5,6%	7,9%	7,3%	12,9%	7,6%	5,3%	2.548,9	8,6%
Rede Básica	5,3%	4,0%	4,8%	4,7%	5,9%	2,7%	4,0%	1.377,8	4,6%
Conexão	2,6%	0,2%	0,7%	0,6%	4,7%	0,9%	0,3%	455,6	1,5%
Transp. Itaipu	0,9%	0,7%	0,9%	0,6%	0,6%	0,6%	0,0%	201,4	0,7%
ONS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2	0,0%
MUST fora C.I.	1,7%	0,6%	1,2%	1,4%	1,3%	3,2%	1,0%	422,7	1,4%
MUST Itaipu	0,3%	0,0%	0,3%	0,0%	0,3%	0,3%	0,0%	52,5	0,2%
CUSD	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	37,7	0,1%
<b>Parcela B</b>	<b>33,4%</b>	<b>42,0%</b>	<b>42,0%</b>	<b>34,7%</b>	<b>34,8%</b>	<b>35,6%</b>	<b>55,2%</b>	11.454,1	<b>38,5%</b>
<b>1. Custo Op</b>	9,4%	15,3%	11,7%	11,8%	15,9%	15,3%	21,3%	4.007,4	13,5%
<b>2. Rem K</b>	11,9%	12,1%	16,7%	10,6%	5,9%	9,5%	17,2%	3.526,4	11,9%
<b>3. Deprec</b>	6,2%	8,7%	7,3%	6,4%	6,8%	4,8%	10,8%	2.132,7	7,2%
<b>4. Inadimpl</b>	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,4%	0,3%	112,3	0,4%
<b>5. Tributos</b>	5,5%	5,6%	5,9%	5,5%	5,9%	5,6%	5,6%	1.675,3	5,6%
PIS/COFINS	4,5%	4,6%	4,9%	4,5%	4,9%	4,6%	4,6%	1.380,3	4,6%
P&D	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	295,0	1,0%

Fonte: Dados das revisões tarifárias de 2003, disponíveis em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

Conforme dados do 1º ciclo de Revisão Tarifária, iniciado em 2003, a Receita Requerida para cobertura da totalidade de custos, mais depreciação e remuneração dos investimentos das sete maiores distribuidoras de energia elétrica do País em vendas físicas era de R\$ 29,7 bilhões, sendo R\$ 18,3 bilhões da Parcela A (*participação de 61,5%*) e R\$ 11,4 bilhões da Parcela B (*38,5%*) – percentuais de participação bem próximos dos apresentados pela SRE/ANEEL para a “receita do serviço” antes de tributos<sup>199</sup>.

<sup>199</sup> Para o conjunto das concessionárias, conforme a apresentação da SRE/ANEEL, os pesos das Parcelas A e B na Receita do Serviço antes dos Tributos são 65,0% e 35,0%, respectivamente. Ao segregarmos de nossa amostra o PIS/COFINS, como a SRE/ANEEL, essa participação passa para 64,4% (Parcela A) e 35,6% (Parcela B).

No quadro a seguir vê-se a participação dos principais componentes da Parcela A e da Parcela B, em relação à Receita Requerida (RR):

**BRASIL – 2003 - Participação dos itens da Parcela A e B na Receita Requerida das 7 maiores distribuidoras**

<b>Parcela A</b>	<b>61,5 %</b>
Energia comprada	44,7%
Encargos setoriais	8,2%
Transmissão	8,6%
<b>Parcela B</b>	<b>38,5 %</b>
Custos Operacionais	13,5%
Remuneração do Capital	11,9%
Depreciação	7,2%
Inadimplência	0,4%
Tributos (pis/cofins, p&d)	5,6%
<b>TOTAL (A + B)</b>	<b>100,0 %</b>

Fonte: elaborada a partir do quadro anterior.

**As perspectivas de modicidade tarifária**

Para avaliar, de forma prospectiva, a provável evolução dos componentes de custo da energia elétrica, e tecer algumas considerações sobre as perspectivas das tarifas sob a ótica da “modicidade”, serão examinados os diferentes itens que compõem a Parcela A (“Custos Não-Gerenciáveis”) e a Parcela B (“Custos Gerenciáveis” mais a Remuneração do Capital e outros), que são os determinantes da Receita Requerida das concessionárias de distribuição de energia elétrica, considerando-se a participação de cada componente.

## 1. Componentes da Parcela A

No que se refere à Parcela A, a ação do regulador limita-se, praticamente, a repassar variações de seus componentes para as tarifas (“custos não-gerenciáveis”).

- Suprimento de Energia: é o item de maior peso, representa quase 45% da Receita Requerida. Claramente, os custos prospectivos do suprimento de energia são crescentes – tanto da “energia nova” (maior custo por unidade de capacidade instalada de geração, devido às condições menos favoráveis dos novos aproveitamentos; custos decorrentes de razões ambientais; impacto da maior distância dos centros de carga sobre os custos de transmissão), como da “energia velha” (provável encarecimento na renovação de contratos/re-licitação) da energia de usinas existentes. Um item com efeito favorável sobre os custos de suprimento é referente à tarifa de Itaipu Binacional, fixada em dólar, e beneficiada pela valorização do real frente ao dólar, ocorrida nos últimos anos. É difícil prever até quando esse movimento de valorização poderá seguir, mas parece improvável que novos ganhos significativos venham por esse lado. Um fator de pressão altista pode ocorrer no caso de uma revisão dos preços da energia de Itaipu em dólar, reclamada por um candidato ao novo governo no Paraguai, de modo similar ao ocorrido com o episódio do gás boliviano. O tema “custo do suprimento” será abordado novamente mais adiante, ao se analisar os preços dos leilões de energia realizados.

- Encargos Setoriais (8,2% da Receita Requerida): há enorme dificuldade de eliminar ou reduzir estes encargos, constituídos pela CCC – Conta de Consumo de Combustíveis, CDE – Conta de Desenvolvimento Energético; RGR – Reserva Global de Reversão; CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos; TFSEE – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica. A tendência nos últimos anos foi criação de encargos adicionais (CDE é o exemplo mais claro). Uma possível exceção é a CCC - Conta de Consumo de Combustíveis, que pode ser reduzida pela construção de novas linhas de transmissão para a interligação de sistemas isolados, ou devido à redução dos gastos com os combustíveis para geração térmica por maior eficiência, substituição de energéticos, e mesmo por intensificação da fiscalização da necessidade e uso dos recursos.

Vale lembrar que a compra desses combustíveis é fonte de arrecadação de ICMS dos estados beneficiários do subsídio da CCC à geração térmica; assim a redução ou fim do consumo dos combustíveis reduz a arrecadação tributária dos estados e gera resistências.

- Encargos de Transmissão (8,6% da Receita Requerida): tendência de aumento claramente observada nos últimos anos deve prosseguir, seja pela necessidade de executar reforços nas ligações existentes, seja pela necessidade de expansão da rede, com a construção de novas linhas, inclusive para efetuar a ligação dos novos aproveitamentos hidráulicos, localizados em regiões mais distantes dos centros de consumo.

## 2. Componentes da Parcela B

Na Parcela B, a ação do regulador pode ser exercida quanto aos componentes Custos Operacionais, Remuneração do Capital, Depreciação e Inadimplência, mas não quanto a "Tributos" (PIS/COFINS e P&D).

- Custos Operacionais: pode ser reduzido pela fixação de menores custos para a *Empresa de Referência* que exijam maior eficiência; mas não obstante isso seja possível (até pelo fato de se tratar de metodologia recente, que começou a ser utilizada no 1º ciclo de revisão tarifária em 2003, cabendo aperfeiçoamentos), esbarra em limites concretos dados pelos ganhos de eficiência e produtividade. O peso dos custos operacionais na Receita Requerida é de 13,5%; portanto, o impacto de sua redução, isoladamente, sobre as tarifas finais não é tão grande assim. Uma significativa redução de 10% nos Custos Operacionais se traduzirá em redução de 1,35% na Receita Requerida; ao se considerar, ademais, que devido à incidência elevada do ICMS e PIS/COFINS, a Receita Requerida só representa, em média, 75% da tarifa final ao consumidor, essa redução de 10% nos custos operacionais vai se traduzir de fato em apenas 1% de impacto na tarifa final.

- Remuneração do Capital: (11,9% na Receita Requerida) os fatores determinantes deste componente são a Base de Remuneração e a Taxa de Remuneração (dada pelo Custo Médio Ponderado de Capital). O valor da Base de Remuneração pode ser objeto de

redução, mas a ação do regulador estará limitada às glosas de alguns ativos eventualmente não aceitáveis, e ao ajuste do valor dos demais ao valor de mercado – que deve ser pouco significativo, após já ter sido realizada uma reavaliação no 1º. ciclo de revisão tarifária, iniciado em 2003. Já a Taxa de Remuneração certamente deverá ter ajustes para refletir um Custo Médio Ponderado do Capital mais baixo, decorrente da melhoria das condições econômicas do País (queda do risco cambial, risco-país, risco de crédito, etc.). Mas uma vez ajustados esses parâmetros no 2º. ciclo de revisões tarifárias que atualmente se inicia, e colhidos os benefícios da melhoria das condições econômicas, não se deve ter ilusões sobre uma tendência de queda significativa e permanente, nos próximos ciclos de revisão tarifária;

- Depreciação: (7,2% da Receita Requerida) seu valor depende da Base de Remuneração e da Taxa média de depreciação. A Taxa de Depreciação reflete a vida útil contábil dos ativos integrantes da Base de Remuneração, sendo pouco provável uma redução na vida útil média estimada e, assim, das taxas de depreciação. Quanto ao valor daqueles ativos que compõem a Base de Remuneração, valem as observações já feitas no item Remuneração do Capital, de que foram objeto de reavaliação no 1º ciclo de revisão tarifária esses ajustes provavelmente serão pouco significativos.

- Inadimplência (0,4% da Receita Requerida) a provisão admitida pelo regulador para a cobertura de valores não recebidos (e para perdas comerciais, que afetam a energia de suprimento adquirida) pode sofrer alguma redução para estimular ações da concessionária em linha com uma “trajetória de queda” que venha a ser estabelecida, mas todas as distribuidoras já realizaram diversas ações de redução, pois este item reflete-se diretamente no seu caixa; como o peso do item é pouco significativo, praticamente não há impacto na tarifa que mereça otimismo.

- Tributos: (peso de 5,6% na Receita Requerida, sendo 1,0% de P&D e 4,6% de PIS/COFINS) inexistente aqui possibilidade de ação do regulador. Os gastos em P&D, fixados em 1% da receita da concessionária pelo contrato de concessão, foram objeto de

legislação posterior <sup>200</sup>, que transferiu uma parte dos recursos de uso das concessionárias para o FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e outra ao MME, para custear estudos e pesquisas de planejamento energético.

Observa-se impossibilidade total de ação do regulador quanto à PIS/COFINS, tributo federal cuja inclusão dentro da RR é inadequada e só ocorreu porque a Parcela B é calculada por diferença entre a receita da concessionária sem ICMS e a Parcela A. As alterações até agora promovidas pela Receita Federal levaram à sua elevação. Inexiste também qualquer possibilidade de ação do regulador quanto ao ICMS incidente sobre a energia elétrica, que chega a representar até 25% da fatura de fornecimento. Como a arrecadação do ICMS sobre a energia elétrica contribui, sozinha, com mais de 10% da arrecadação desse tributo nos estados e além de sua significativa importância para os tesouros estaduais é tributo de fácil cobrança, praticamente sem evasão dado o pequeno número de concessionárias arrecadadoras (centralização), a perspectiva de redução do ICMS por parte dos estados é – no mínimo – remota.

Como foi visto, os prováveis fatores de “modicidade tarifária” são decorrentes da redução de custos operacionais, da remuneração do capital e do custo de depreciação das distribuidoras (Parcela B), mas os ganhos mais significativos nesses itens provavelmente ficarão circunscritos às revisões atualmente em curso (2º ciclo de revisões) e tais reduções não devem se repetir com igual intensidade no futuro, visto que já terão sido colhidos os benefícios da melhoria das condições macroeconômicas e da avaliação internacional que se traduziu em melhoria nos riscos do País, e do aperfeiçoamento da metodologia do processo de revisão tarifária, .

Entre os fatores de pressão de alta sobre as tarifas, os custos de suprimento de energia elétrica destacam-se como um provável e importante fator estrutural que pode vir a pressionar o preço da eletricidade; este ponto será tratado agora.

---

<sup>200</sup> Lei nº 9991, de 24/7/2000, e emendas posteriores.

## Leilões, expansão e os custos de suprimento

### A sobra de energia e os leilões

A redução compulsória do consumo de energia elétrica devido ao racionamento teve o importante efeito de provocar a adoção de medidas, por parte dos consumidores, para a redução dos desperdícios e maior eficiência no uso da energia, muitas das quais mantidas após o final do período de racionamento. Os novos hábitos, somados à redução do ritmo de crescimento econômico decorrente do racionamento, levaram o consumo de energia elétrica após o final do racionamento a um patamar correspondente ao verificado três anos antes. Essa queda do nível de consumo e a entrada em operação de nova capacidade de geração, mais as boas chuvas de 2002 levaram ao surgimento de grande capacidade ociosa de geração de energia, e permitiram a rápida recomposição dos níveis de segurança de armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. A contratação de capacidade de geração emergencial, inclusive com a criação de uma empresa estatal com a finalidade específica de gerenciar essa contratação <sup>201</sup>, fortemente criticada pela administração federal que tomou posse em 2003, acabou não obstante por revelar-se útil, ao permitir o enfrentamento de uma crise de suprimento na região Nordeste no final de 2003 e início de 2004, decorrente de estiagem e face à limitação existente da capacidade de transmissão de energia da região Sudeste.

A compensação das distribuidoras pela queda da receita de vendas, decorrente da redução do consumo durante o período oficial de racionamento, levou à cobrança de um encargo adicional às tarifas, a RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária, acrescendo em 2,9% as tarifas das classes residencial e rural, e 7,9% a tarifa das demais classes <sup>202</sup>, cuja vigência foi distribuída por vários anos após o racionamento, para minimizar o impacto de alta das tarifas, com antecipação dos recursos por meio de empréstimos do BNDES às empresas, para permitir às distribuidoras enfrentar a crise financeira. O entendimento de que as perdas a serem ressarcidas estavam limitadas apenas ao período de racionamento

---

<sup>201</sup> CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

<sup>202</sup> Estabelecida pela Lei nº 10438/2002.

oficial, determinado pelo governo, nada havendo a se ressarcir com relação aos efeitos dinâmicos de perda de mercado, mitigou o impacto nas tarifas da redução compulsória de consumo durante o racionamento. Mas o efeito negativo da redução do mercado e da correspondente queda de receita (que, do lado dos custos foi acompanhada praticamente apenas pela redução de despesas com compra de energia) foi a perda de parte dos ganhos de escala e redução de custos médios propiciados pela anterior expansão de mercado das distribuidoras até o racionamento, o que afetou a modicidade tarifária ao reduzir uma parte dos ganhos passíveis de captura em favor do consumidor, nas revisões tarifárias de 2003-4. Ou seja, a redução de mercado trazida pelo racionamento foi outro fator com efeito negativo sobre a modicidade tarifária.

Num quadro de retração do mercado de consumo ocorreu a descontratação, no início de 2003, da primeira parcela de 25% da energia dos "Contratos Iniciais", criando então grandes sobras de energia e um problema financeiro grave para as geradoras – problema imprevisível poucos anos antes, quando a expectativa para 2003 era de um mercado "apertado" no suprimento de energia, e perspectiva de elevação dos preços na venda da energia liberada dos Contratos Iniciais. Desde 1999 as grandes geradoras, cuja privatização estava prevista, não realizaram nenhuma negociação antecipada para a continuidade da venda de energia dos Contratos Iniciais. Acreditando-se que a partir de 2003 essa "energia velha" reduzida dos Contratos Iniciais seria liberada para venda a preços próximos da "energia nova", mais cara, sua valorização significaria um aumento da receita das geradoras, e uma melhor avaliação e ganhos adicionais no processo de privatização em leilão das geradoras federais, baseado no fluxo de caixa descontado <sup>203</sup>.

Entretanto, essa situação agora se invertera e as sobras de energia se tornaram um problema grave para as geradoras, no momento da transição da administração federal. Para as distribuidoras, a descontratação de 25% do montante dos Contratos Iniciais em 2003 permitiu fazer frente à queda de mercado trazida pelo racionamento, e levou à

---

<sup>203</sup> Esse efeito ocorreu, por exemplo, no caso das geradoras cindidas da CESP e privatizadas, que detinham Contratos Iniciais.

recontratação, por meio de contratos bilaterais, apenas da energia necessária para suprir o novo patamar de mercado, num quadro favorável de oferta.

Para fazer frente a esses problemas, num quadro de sobras de energia, desde 2002 começaram a ser realizados os primeiros leilões de venda de energia elétrica, assim como se estabeleceu que a compra de energia pelas distribuidoras devia ser feita por meio de leilões. Mas esses primeiros leilões não tiveram maior consistência; por seu prazo de contrato mais curto e por não terem um rumo mais definido a ser seguido diferenciam-se dos leilões de energia de empreendimentos existentes e dos leilões de energia de novos empreendimentos, iniciados a partir do final de 2004 com base no novo no modelo setorial, e nas mudanças introduzidas. Os primeiros leilões de energia, realizados antes da vigência do “novo modelo de 2004, são descritos a seguir, e mais adiante serão tratados os leilões já sob o “novo modelo”.

## **Os primeiros leilões de energia elétrica**

### a) Os “Leilões de Certificados” de direito de uso de energia

Leilões de energia foram realizados pela primeira vez durante o racionamento – ou, mais exatamente, leilões de “certificados” representativos de “direitos de uso” de energia, transferidos de consumidores cujo consumo ficou abaixo da “meta” (o limite máximo de consumo estipulado pelo racionamento), para os consumidores interessados em ampliar sua “meta”, seja por dificuldade de adequar-se aos novos níveis ou por necessitar mais energia <sup>204</sup>. O quadro seguinte resume esses leilões.

---

<sup>204</sup> O Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE estipulou uma meta de redução de consumo de de energia elétrica de 20%, em geral; níveis de consumo acima da “meta” implicavam penalidades e até o corte de fornecimento. Assim, para poder aumentar seu consumo acima da “meta” os consumidores deviam adquirir energia de consumidores com “sobras” (consumo inferior à meta), o que foi feito nos “leilões de certificados”.

<b>LEILÕES DE CERTIFICADOS 2001-2002 – RESUMO GERAL</b>				
<b>MÊS</b>	<b>Qtde. Negociada MWh</b>	<b>Preço Médio R\$/MWh</b>	<b>Valor Total R\$</b>	
2001 Junho	890	580,48	516.630,00	
Julho	4.410	293,53	1.294.482,90	
Agosto	9.250	245,64	2.272.155,60	
Setembro	12.350	152,76	1.886.574,50	
Outubro	5.360	132,26	695.664,00	
Novembro	3.770	101,09	381.122,00	
Dezembro	9.470	108,00	1.022.790,00	
2002 Janeiro	5.350	104,82	560.800,00	
Fevereiro	720	82,78	59.600,00	
<b>TOTAL</b>	<b>51.470</b>	<b>168,83</b>	<b>8.689.819,00</b>	

Fonte: calculado a partir dos dados disponíveis em [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

Esses leilões representavam uma simples transferência, entre consumidores, de “direitos de consumo” da energia, valendo o registro por se tratar do primeiro mecanismo de leilão utilizado. Realizados pelo MAE – Mercado Atacadista de Energia (denominação anterior da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), em parceria com a Bovespa – Bolsa de Valores de São Paulo e CBLC – Cia. Brasileira de Liquidação e Custódia, os leilões de certificados ocorreram ao longo de 9 meses, de 25/06/2001 a 28/02/2002 (a primeira e a última data em que ocorreram transações). Os “leilões de certificados de direito de uso de energia”, tiveram preços de venda que oscilaram do valor máximo de R\$ 597,00/MWh no início do racionamento (em junho de 2001, nos três primeiros leilões, os preços superaram R\$ 500,00/MWh), até o mínimo de cerca de R\$ 80,00/MWh (em outubro-novembro de 2001 e no leilão de 28/2/2002, já no final do período de racionamento, renunciando o movimento de queda dos preços da energia que veio a ocorrer).

No mesmo período de realização dos leilões de certificados, o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo (usado para liquidar diferenças registradas entre energia contratada e energia efetivamente gerada ou consumida por “agentes de mercado”), o “PMAE” - Preço do Mercado Atacadista de Energia (depois denominado PLD – Preço de Liquidação de Diferenças) caiu do máximo de R\$ 684,00/MWh, de julho a setembro de 2001, para R\$ 134,76/MWh nas 2 semanas de início de fevereiro de 2002, “desabando” para R\$ 9,25/MWh e R\$ 5,52MWh, na terceira e na quarta semana de fevereiro de 2002 –

refletindo a redução do Custo Marginal de Operação (CMO) devido às melhores condições de abastecimento futuro do mercado consumidor <sup>205</sup>.

As transferências por meio dessas transações (leilões de certificados de direito de uso de energia) atingiram em todo o período 51.470 MWh de energia elétrica, com um preço médio R\$ 168,83/MWh. Vale observar que o máximo montante mensal negociado (12.350 MWh em setembro de 2001) representou apenas pouco mais de 71 MW médios de capacidade de geração <sup>206</sup>.

Embora de pequena expressão, esses “leilões de certificados” realizados pelo MAE – Mercado Atacadista de Energia, em parceria com a Bovespa – Bolsa de Valores do Estado de São Paulo e a CBLC – Câmara Brasileira de Liquidação e Custódia inauguraram a venda de energia por essa modalidade (“leilão de energia”), posteriormente muito utilizada para venda de grandes blocos de energia.

#### b) O “Leilão de Venda” das geradoras

Em abril de 2002 a Lei nº. 10438/02 (conversão da MP nº 14 de 21/12/2001) incluiu a determinação expressa de uso dos leilões para venda da energia das geradoras federais:

*“(...) no mínimo 50% (cinquenta por cento) da energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal, inclusive o montante de energia elétrica reduzido dos contratos iniciais (...) deverá ser negociada em leilões públicos, conforme disciplina estabelecida em resolução da ANEEL”.*<sup>207</sup>

A regulação estabeleceu que a energia liberada dos contratos iniciais não tinha direito a garantia tarifária, e que riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato deviam ser assumidos pela geradora; determinou que a energia liberada de concessionárias geradoras de serviço público sob controle dos Estados também devia ser “comercializada de forma a

---

<sup>205</sup> Durante o racionamento, o governo impôs o “teto máximo” de R\$ 684,00/MWh para o preço *spot* da energia elétrica, que devia refletir o “custo do déficit”, que representa as perdas econômicas decorrentes da carga não atendida.

<sup>206</sup> Num mês de 30 dias, um megawatt de potência operada de modo ininterrupto permite gerar 720 MWh de energia (1 MW x 30 dias x 24 horas/dia).

<sup>207</sup> Lei 10438/2002. art. 27 e parágrafos; as disposições da lei não atingiam a Eletronuclear e Itaipu. Esse artigo não constava da MP original, com 14 artigos; a Lei passou a contar com 32 artigos.

assegurar publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados”, e facultou a participação de outras geradoras como vendedoras no leilão das geradoras federais,.

Realizado em setembro de 2002, o “leilão de venda” de energia das geradoras teve como vendedoras: três geradoras estatais federais (CHESF, Furnas e Eletronorte), a geradora estatal estadual COPEL (Paraná) e a geradora privada Tractebel (ex-Gerasul, originada da cisão da federal Eletrosul).

Os “produtos”<sup>208</sup> oferecidos no leilão eram contratos com início de suprimento em 2003 (coincidindo com a primeira liberação de 25% da energia dos contratos iniciais) e prazos de duração de 2, 4 ou 6 anos, tendo como “local de entrega” os submercados Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Os resultados do leilão são vistos no quadro a seguir; no total foram vendidos 1317,5 MW médios (representados por 2635 “lotes” de 0,5 MW médio, a unidade de negociação do leilão), ou cerca de 1/3 da oferta disponível.

<b>1º LEILÃO DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA - 19/setembro/2002</b>					
Lotes e Preço de Venda, por vendedor, submercado e prazo do contrato					
Submercado e prazo do contrato	CHESF	ELETRONORTE	FURNAS	COPEL G	TRACTEBEL
	Lotes/Preço	Lotes/Preço	Lotes/Preço	Lotes/Preço	Lotes/Preço
Norte 2 anos		98 R\$ 41,00/MWh			
Norte 4 anos	74 R\$ 45,99/MWh	132 R\$ 46,00/MWh			
Norte 6 anos		50 R\$ 59,00/MWh			
Nordeste 2 anos	74 R\$ 45,06/MWh				
Nordeste 4 anos	403 R\$ 45,99/MWh				
Nordeste 6 anos	679 R\$ 46,33/MWh				
SE/CO 2 anos	418 R\$ 45,06/MWh				13 R\$ 52,00/MWh
SE/CO 4 anos	318 R\$ 57,58/MWh		160 R\$ 57,95/MWh		
SE/CO 6 anos			30 R\$ 69,95/MWh		
Sul 2 anos					
Sul 4 anos	86 R\$ 48,51/MWh				
Sul 6 anos				100 R\$ 70,00/MWh	
Vendas (lotes)	2052 lotes	280 lotes	190 lotes	100 lotes	13 lotes
Vendas (MW med)	<b>1026 MWm</b>	<b>140 MWm</b>	<b>95 MWm</b>	<b>50 MWm</b>	<b>6,5 MWm</b>
Vendas (total)	<b>2635 lotes</b>		<b>1317,5 MW médios</b>		

Fonte: elaborado a partir dos dados disponíveis em: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)

<sup>208</sup> O termo “produto” é utilizado nos leilões para diferenciar tipo de fonte de geração (ex: hidráulica ou térmica), prazo de duração do contrato, ano de início de suprimento, submercado de entrega etc.

Entre os 26 compradores do leilão, 17 distribuidoras adquiriram cerca de 2/3 dos lotes negociados (897,5 MW médios, do total de 1317,5 MW médios), seguidas pelas comercializadoras (327 MWm) e consumidores livres (93 MWm).

### c) Os “Leilões de Compra” das distribuidoras

Em abril de 2002 a Medida Provisória nº 4 (convertida em 17/12/2002 na Lei nº 10.604 e regulamentada em 31/12/2002 pelo Decreto nº 4562) determinou que a modalidade leilão, já aplicada à venda de energia elétrica pelas geradoras (“leilão de venda”), devia ser utilizada também para compras de energia elétrica pelas distribuidoras, substituindo a até então vigente livre contratação bilateral de energia elétrica, cujo limite de repasse era baseado no Valor Normativo estabelecido pela ANEEL:

*“A partir de 1º de janeiro de 2003, as concessionárias do serviço público de distribuição somente poderão estabelecer contratos de compra de energia elétrica por meio de licitação na modalidade leilão, ou por meio dos leilões públicos previstos na Lei nº. 10438 de 2002”.*<sup>209</sup>

Entretanto, a legislação manteve a possibilidade de aquisição de energia elétrica “*self dealing*” (“contratação entre as sociedades coligadas, controladas e controladoras, ou vinculadas a controladora comum”), que ficou isentada do procedimento de leilão assim como a compra de energia elétrica em sistemas elétricos isolados e de fontes incentivadas (solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, e biomassa), além da contratação para cobrir a diferença entre energia contratada e o mercado realizado.<sup>210</sup>

Em maio de 2003, a Resolução ANEEL nº 246/03 determinou ao Mercado Atacadista de Energia - MAE a realização de leilões mensais a partir de julho desse ano, para atender às necessidades das distribuidoras e comercializadoras interessadas. O prazo de duração

<sup>209</sup> Lei n. 10.604, de 17/12/2002, art. 2º e incisos. Em seu art. 3º a Lei nº 10.604 determinou também a substituição dos contratos de fornecimento de energia de consumidores “potencialmente livres” (os que não exerceram seu direito de livre escolha do fornecedor), por contratos segregando de modo progressivo as parcelas de energia elétrica e as de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essa segregação e abertura da tarifas em “parcela-fio” (uso da rede elétrica) e “parcela-energia” levou ao realinhamento tarifário e à progressiva eliminação de subsídios cruzados que oneravam consumidores cativos e favoreciam os grandes consumidores potencialmente livres, servindo de estímulo à saída desses consumidores para o mercado livre.

<sup>210</sup> Em 2004 a contratação “self dealing” foi totalmente vedada pela Lei nº 10.848 (“novo modelo”).

originalmente previsto (até quatro anos) foi alterado, face a discussões sobre alterações do modelo setorial em julho de 2003, ficando o atendimento limitado até o final de 2004 <sup>211</sup>.

Os leilões mensais tiveram início em julho de 2003 mas, por falta de compradores interessados não ocorreram quatro dos onze leilões previstos (2º leilão, agosto/2003; 3º leilão, setembro/2003; 6º leilão, dezembro/2003, e 9º leilão, março/2004); além do que em dois leilões não foram concretizadas negociações (1º leilão, em julho de 2003, e 7º leilão, em janeiro de 2004). No conjunto dos leilões realizados, os montantes negociados não foram significativos (213 MW médios) e os preços, como se vê no quadro a seguir, mantiveram-se baixos: mínimo de R\$ 26,54/MWh e máximo de R\$ 53,33/MWh, abaixo do VN – Valor Normativo de R\$ 72,35/MWh fixado pela Resol. ANEEL n. 248 em maio de 2002.

<b>Leilões de Compra de Energia Elétrica 2003/2004 - Resumo dos Resultados</b>										
Leilão	Data	Base		% atend. Negoc. Demanda	Flexível		% atend. Negoc. Demanda	Total (Base + Flexível)		% atend. Negociado Demanda
		MW médios			MWh			MW médios		
		Demanda	Negociado	Demanda	Negociado	Demanda	Negociado	Demanda	Negociado	
1º	2003 31/julho.	0			75	0	0,0%	75	0	0,0%
4º	2003 30/out	5	5 R\$ 50,09/MWh	100,0%	44	4 R\$ 53,33/MWh	9,1%	49	9	18,4%
5º	2003 27/nov	15	15 R\$ 47,23/MWh	100,0%	10	0	0,0%	25	15	60,0%
7º	2004 29/jan	20	0	0,0%	0			20	0	0,0%
8º	2004 20/fev	200	80 R\$ 33,93/MWh	40,0%	15	0	0,0%	215	80	37,2%
10º	2004 29/abr	16,5	12,5 R\$ 28,02/MWh	75,8%	30	17,5 R\$ 28,65/MWh	58,3%	46,5	30	64,5%
11º	2004 27/mai	165	72 R\$ 26,54/MWh	43,6%	30	7 R\$ 27,60/MWh	23,3%	195	79	40,5%
<b>TOTAL</b>		421,5	184,5 R\$ 32,16/MWh	43,8%	204	28,5 R\$ 31,86/MWh	14,0%	625,5	213	34,1%
								Preço médio = R\$ 32,12 / MWh		

Fonte: Elaborado a partir dos dados brutos disponíveis em: <http://www.ccee.org.br>

Obs. O 2º, 3º, 6º e 9º leilões não foram realizados por "não manifestação de interesse de Agentes de Comercialização para participar como compradores"

#### d) O "Leilão de Excedentes" para consumidores livres

Em 05 de setembro de 2003 foi realizado um "Leilão de Excedentes" (regulamentado pela Resol. ANEEL nº. 353, de 22/7/2003), para "venda dos excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração decorrentes da liberação de contratos iniciais e

<sup>211</sup> Resolução ANEEL nº 329, de julho de 2003.

*equivalentes*”, visando atender as necessidades de consumidores livres – condicionado esse atendimento a que não implicasse em *“custos adicionais provenientes de reforços, ampliações ou adequações nos sistemas de transmissão e distribuição”*. Os contratos tinham duração de seis meses, um ano ou dois anos.

Foram oferecidos à negociação 5.753,7 MW médios mas vendidos apenas 904,7 MW médios (pouco mais de 15%), para 23 compradores “consumidores livres” com preços variando de R\$ 34,00/MWh (6 meses de duração, Submercado Sul, energia Base) até R\$ 68,85/MWh (12 meses, Submercado NE, energia Base). Os vendedores foram as geradoras federais CHESF (431,4 MWm), Furnas (243,7 MW médios) e Eletronorte (105 MWm), a geradora privada Tractebel (77,8 MWm) e a geradora estadual CESP (46,9 MWm).

O quadro a seguir sintetiza os diferentes leilões realizados antes da implantação de uma nova sistemática de contratação em dois ambientes (ACR – Ambiente de Contratação Regulada, e ACL – Ambiente de Contratação Livre), trazida pelo novo modelo de 2004:

Tipo de Leilão	Participantes	Realização
Leilões de Certificados de Direito de Uso e Redução de Metas	Consumidores do Grupo A e B, e Agentes do MAE	Diário, de junho/2001 a fevereiro/2002
Leilão de Venda	Vendedores: Geradoras e PIEs Compradores: Distribuidoras, comercializadoras e cons. livres	19 de setembro de 2002
Leilões de Compra	Vendedores: Geradoras e PIEs Compradores: Distribuidoras e comercializadores	Mensal, de julho/2003 até maio/2004
Leilão de Excedentes	Vendedores: Geradoras; Compradores: consumidores livres	5 de setembro de 2003

## Os novos leilões de energia elétrica

A partir do final de 2004, com as mudanças introduzidas no modelo setorial, dentro da nova sistemática de atendimento das necessidades de suprimento das distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, passaram a ser realizados 2 tipos de leilão: energia elétrica: de energia elétrica de empreendimentos existentes (“energia velha”) e de energia de novos empreendimentos, a serem construídos (energia nova”). Porém, antes de

tratar dos novos leilões realizados e seus resultados, serão feitas algumas observações sobre o setor elétrico brasileiro.

Na reforma do setor elétrico em países com preponderância de geração baseada em fonte térmica, as maiores perspectivas de redução de custo eram esperadas na geração, dado seu peso elevado na estrutura de custos e devido à utilização de novas tecnologias mais eficientes que acompanharam a introdução do gás natural como combustível, paralelamente à introdução da competição <sup>212</sup>.

Esse não é o caso do Brasil, cuja geração é majoritariamente baseada em fonte hidráulica, de menor custo de produção que a energia de fonte térmica, com investimentos muito mais elevados que os de uma usina térmica (o que já representa uma limitação ao amplo acesso de investidores) e onde se observa uma tendência de custos crescentes da energia elétrica proveniente de novos aproveitamentos de tamanho similar – ou seja, uma usina hidráulica nova provavelmente não produzirá com menor custo nem deslocará uma usina hidráulica antiga por esta ser mais cara – ao contrário do que ocorre com a geração baseada em fontes térmicas. Plantas mais antigas de geração hidráulica têm, regra geral, menor custo de produção, e foram exploradas antes por serem mais favoráveis em termos de eficiência e pelo menor custo da transmissão, por estarem localizadas mais próximas dos centros de carga. Ademais, por terem seus investimentos praticamente já amortizados, o custo da energia dos empreendimentos antigos é menor, criando um diferencial em relação às usinas novas.

Uma diferença adicional consiste na especificidade de cada usina hidrelétrica, que tem uma configuração única em termos de projeto, pois depende das características de cada aproveitamento a ser explorado, sendo construída e equipada “sob encomenda”, assim, um projeto hidráulico não pode ser “livremente reproduzível” como um projeto térmico. Outra característica importante é a questão ambiental: enquanto nos países com

---

<sup>212</sup> Em muitos casos, no entanto, as expectativas foram frustradas pelo exercício de poder de mercado das geradoras. Ver, a respeito, por exemplo, Borenstein S. & Bushnell, J. - “Electricity restructuring: deregulation or reregulation?”, in Regulation, vol. 23 (2000), nº 2, disponível em <http://www.ucci.berkeley.edu/PDF/pwp074.pdf>

predominância de fontes térmicas houve uma melhoria de avaliação das novas tecnologias de geração, menos poluentes, o que facilitou sua aprovação, no caso do Brasil o crescimento das preocupações ambientais levou à maior exigência de estudos e restrições de implantação de novos projetos, inclusive quanto ao tamanho de reservatórios, dado seu impacto sócio-ambiental. A questão ambiental se tornará provavelmente mais grave no caso de usinas hidrelétricas na região amazônica, a nova “fronteira de expansão” para os aproveitamentos hidráulicos, dada a complexidade e papel central daquele bioma.

Ademais, dada a diversidade de regimes hídricos e a existência de usinas geradoras localizadas em diferentes regiões/bacias, a co-operação entre as usinas é essencial como forma de beneficiar-se dessa diversidade e ampliar a geração conjunta: preservando a água de reservatórios nas regiões onde há menor afluência de chuvas e o volume de armazenamento dos reservatórios está mais baixo, e usando a água dos reservatórios com maior armazenamento e onde há maior afluência de chuvas, a eficiência do sistema aumenta e se reduz o desperdício representado pelo vertimento de água “não turbinada” (não utilizada na geração). Na reestruturação do setor elétrico brasileiro (Projeto RE-SEB), essa especificidade levou ao estabelecimento de um mecanismo (chamado MRE – Mecanismo de Realocação de Energia) que permitisse preservar a otimização da geração hidráulica e compartilhar os riscos hidrológicos entre os diferentes geradores que, na prática, operam como um “condomínio” em que detém “cotas de participação” correspondentes à energia assegurada de suas usinas<sup>213</sup>.

Observa-se também uma forte concentração na capacidade de geração de energia elétrica: os dez maiores agentes geradores detém em conjunto 66.689 MW, ou 69% de uma capacidade total instalada no País de 99.494 MW<sup>214</sup>.

---

<sup>213</sup> Ver a respeito, Terry, Leslie. A. “Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro”, in “A reconstrução do setor elétrico brasileiro”, cit. O ganho é de cerca de 7.000 MW segundo estimativa de 2002.

<sup>214</sup> As empresas sob controle da Eletrobrás tem uma capacidade de geração de 36.442 MW, equivalente a 37% do total (CHESF, 10.615 MW; Furnas, 9656 MW; Eletronorte, 9171 MW; parcela do Brasil em Itaipu, 7.000 MW); três geradoras estatais estaduais tem capacidade de geração de 18.782 MW, ou 19% do total (CESP, 7455 MW; CEMIG, 6782 MW; COPEL, 4545 MW); e três empresas privadas detém 11.465 MW, ou 11% do total (Tractebel, 6515 MW; AES Tietê, 2651 MW; Duke Paranapanema 2.299 MW). Boletim “Informações Gerenciais”, ANEEL, julho/2007 para dados de capacidade. A Eletrobrás controla também a geradora Eletronuclear, com 2007 MW (2% do total Brasil).

Tudo isso torna improvável imaginar a ocorrência aqui de competição nos moldes ocorridos nos países de geração por fontes térmicas – com projetos reprodutíveis de plantas, menor custo de produção nas plantas novas, menor tamanho e requisito de capital e maior facilidade de acesso, e possibilidade de uma multiplicidade de ofertantes competindo entre si, e levando assim à redução dos custos de suprimento de eletricidade.

Assim, a contratação do suprimento para atender o mercado das distribuidoras por meio de leilões supervisionados sob o critério de menor tarifa, seja no caso de energia existente, seja no caso da energia nova de empreendimentos a serem ainda construídos, parece ser uma boa alternativa para estimular a redução de custos, introduzindo a competição:

(a) entre os proprietários de usinas existentes interessados em firmar contratos de longo prazo, evitando assim o risco de ficarem descontratados e vender energia a preços do mercado “spot” que, em condições normais, se situam recorrentemente abaixo dos preços praticados nos contratos de longo prazo, e

(b) entre investidores interessados na construção de novos empreendimentos que, ao vencer o leilão por menor tarifa, produzem energia com mercado certo pois além da concessão estatal obtém os indispensáveis “PPAs” (CCEAR – Contrato de Compra de Energia em Ambiente Regulado, assinados com as distribuidoras), que servem de garantia para a obtenção de financiamento para o empreendimento.

Entretanto, dois importantes problemas foram observados após a implantação do novo modelo e da nova sistemática de leilões e da expansão setorial e merecem atenção:

1. O primeiro deles consiste no diferencial de preços da energia elétrica de novos empreendimentos e da energia dos empreendimentos existentes, o que poderá vir a pressionar os custos de suprimento e as tarifas de eletricidade no Ambiente de Contratação Regulada.

2. O outro refere-se aos mecanismos para expansão da oferta nos dois ambientes de comercialização, o ACR - Ambiente de Contratação Regulada e ACL - Ambiente de Contratação Livre. E esses dois problemas guardam relação entre si, como se verá.

## **(1) Leilões de energia e preços do suprimento: “energia velha” e “energia nova”**

Após a definição do novo modelo e da correspondente legislação (regulamentação pelo Decreto nº 5163, de julho de 2004) a aquisição de energia pelas distribuidoras por meio de leilões no ACR foi iniciada em dezembro de 2004, com a realização do “1º Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes”, ou “energia velha” conforme a expressão mais coloquial. Desde então, ocorreram mais quatro leilões de energia de empreendimentos existentes, quatro leilões de energia de “novos empreendimentos” e um leilão para novos empreendimentos de “fontes alternativas” (pequenas centrais hidrelétricas, térmicas a biomassa, etc.), como se vê no quadro abaixo.

### **LEILÕES REALIZADOS NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA – ACR \***

Data do leilão	Tipo de Leilão (**)	MW médios	MWh
7/dez/2004	1º. LEE	17.008	1.192.737.024
2/abr/2005	2º. LEE	1325	92.919.600
11/out/2005	3º. LEE	102	2.683.008
11/out/2005	4º. LEE	1.166	81.769.248
16/dez/2005	1º. LEN	3.284	564.074.880
29/jun/2006	2º. LEN	1.682	356.315.474
10/out/2006	3º. LEN	1.104	219.993.912
14/dez/2006	5º. LEE	204	14.306.112
18/jun/2007	1º. LFA	186	30.505.968
26/jul/2007	4º. LEN	1304	171.470.784

Fonte dos dados: CCEE

Obs. (\*) Leilões realizados até julho de 2007.

(\*\*) LEE = Leilão de Energia Existente; LEN = Energia Nova; LFA = Fontes Alternativas.

Nos **leilões de energia de empreendimentos existentes**, ou *energia velha*, no primeiro leilão, realizado no final de 2004, a energia foi adquirida em contratos com prazo de duração de 8 anos, e início de entrega em 1º/1/2005 (2005-2012), 1º/1/2006 (2006-2013) e 1º/1/2007 (2007-2014). Houve um enorme montante de oferta e de energia vendida e a preços reduzidos – por se tratar de energia existente, de empreendimentos em grande parte já amortizados, e num momento em que havia enorme sobre-oferta de eletricidade, após o final do racionamento.

Nos contratos com início de entrega em 2005 foram vendidos no leilão 9.054 MW médios (“megawatts-médios”)<sup>215</sup>, pelo preço médio de R\$ 57,61/MWh; nos contratos com início de entrega em 2006 foram vendidos 6.782 MW médios, a um preço médio de R\$ 67,33/MWh, e nos contratos com início de entrega em 2008 foram vendidos 1172 MW médios ao preço médio de R\$ 75,46/MWh. A título de comparação, os valores da energia dos “Contratos Iniciais”, que começaram a ser reduzidos em 25% ao ano a partir de 2003, situavam-se numa faixa de R\$ 65/MWh a R\$ 80/MWh, em valores arredondados, conforme dados da revisão tarifária periódica das distribuidoras de 2003-2005 <sup>216</sup>.

Considerando que o volume de energia negociada nos contratos com início de entrega em 2005 foi de 634.938.912 MWh, ao longo de seus 8 anos de duração, uma diferença adicional de R\$ 10/MWh (que situaria a energia do leilão dentro da faixa dos Contratos Iniciais, teria significado recursos de mais de R\$ 6 bilhões (valor superior a US\$ 2 bilhões, à época) ! Assim, ficou claro o movimento da gestão da área de energia no sentido de favorecer a “modicidade tarifária” (em contraposição à idéia de vender energia “velha” a preço mais próximo da energia “nova” e capturar o diferencial por meio de um encargo ou tributação, usando os recursos arrecadados para a capitalização e ampliação da capacidade de investimento das estatais, ou para financiar a universalização).

---

<sup>215</sup> Um megawatt-médio corresponde a uma capacidade de geração de energia de 1.000 kilowatts (1 MW = 1.000 kW) operando ininterruptamente num ano normal, não bissexto (com 8760 horas, ou 365 dias X 24 horas) e que produz energia elétrica num montante de 8760 MW-horas, ou 8.760.000 kilowatts-hora.

<sup>216</sup> Os preços médios dos Contratos Iniciais vigentes situavam-se nos seguintes valores: Eletropaulo R\$ 80/MWh, CPFL Paulista R\$ 72/MWh, CEMIG R\$ 71/MWh, Light R\$ 74/MWh, CEEE R\$ 81/MWh, CELG R\$ 84/MWh, CELPE R\$ 63/MWh, Elektro e CELESC R\$ 65/MWh, COELBA R\$ 54/MWh. O VN/ANEEL era de R\$ 72,35 em 2002.

No segundo leilão, realizado em abril de 2005, em contratos com a mesma duração do leilão anterior (8 anos), foram vendidos 1325 MW médios para fornecimento inicial em 2008 (2008-2015), já ao preço de R\$ 83,13/MWh (comparado aos R\$ 57,61 dos contratos de 8 anos do 1º leilão, com início de entrega em 2005); neste leilão não houve negociação para contratos com início em **2009**.

No terceiro leilão, realizado em outubro de 2005, excepcionalmente foi contratada energia adicional, a ser suprida por apenas três anos, para o período (2006-2008), de modo a complementar energia adquirida no 1º leilão (período 2006-2013). Como a legislação previa que contratos de energia existente teriam duração de 5 a 15 anos, foi necessária uma autorização legal para esse prazo mais reduzido. O preço médio de venda da energia, dado o prazo reduzido do contrato, foi de R\$ 62,95/MWh.

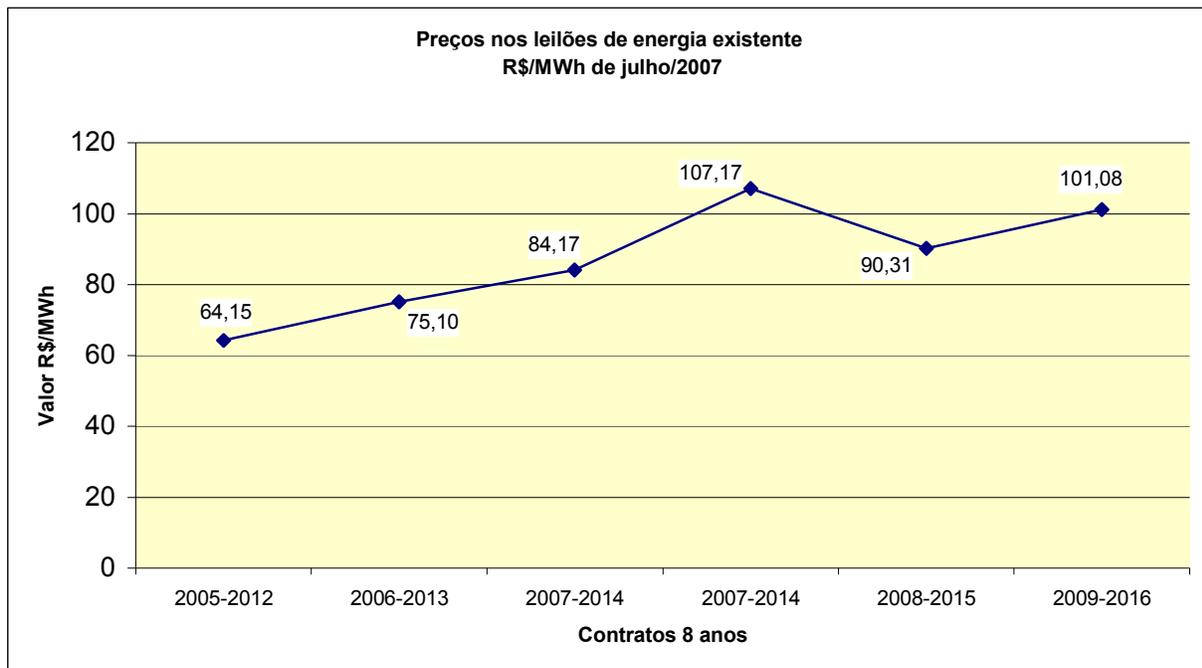
O quarto leilão de energia existente ocorreu em outubro de 2005, para adquirir energia por oito anos, com início de entrega em **2009** (2009-2016), mesmo produto que não tivera negociações no 2º leilão; desta vez foram negociados 1166 MW médios, ao preço médio de R\$ 94,91/MWh (ou seja, 50% acima do praticado nos contratos para entrega em 2005 do 1º leilão !).

Finalmente, o quinto leilão de energia existente foi realizado em dezembro de 2006 mas vendeu apenas 204 MW médios de energia em contratos com oito anos de duração, com início de entrega em 2007, reforçando uma aquisição similar já feita pelas distribuidoras no primeiro leilão. Mas no 5o. leilão o preço médio de venda foi de R\$ 104,74/MWh., contra R\$ 75,46/MWh no leilão do final de 2004. O quadro abaixo resume os resultados alcançados: montante negociado, produtos oferecidos (início da entrega e prazo), e preço médio por MWh obtido em cada leilão. Como se nota, a energia vendida em contratos de mesmo prazo de duração (8 anos) torna-se mais cara, à medida que o ano de início de entrega se distancia da data de realização do leilão.

### Leilões de Energia Existente - Síntese de informações

Leilão de Energia Existente	Data	Prazo	Produtos	MW médios*	Energia	Preço corrente R\$/MWh	Preço julho/2007 IPCA - R\$/MWh
					vendida MWh		
1º Leilão	7/dez/04	8 anos	2005-2012	9054	634.938.912	57,51	64,15
		8 anos	2006-2013	6782	475.608.096	67,33	75,10
		8 anos	2007-2014	1172	82.190.016	75,46	84,17
5º Leilão	14/dez/06	8 anos	2007-2014	204	14.306.112	104,74	107,17
2º Leilão	2/abr/05	8 anos	2008-2015	1325	92.919.600	83,13	90,31
4º Leilão	11/out/05	8 anos	2009-2016	1166	81.769.248	94,91	101,08
3º Leilão	11/out/05	8 anos	2009-2016	102	2.683.008	62,95	67,04

(\*) Obs. Para obter a energia adquirida, considerar 8760 horas/ano e 8784 horas/ano bissexto (2008, 2012 e 2016)



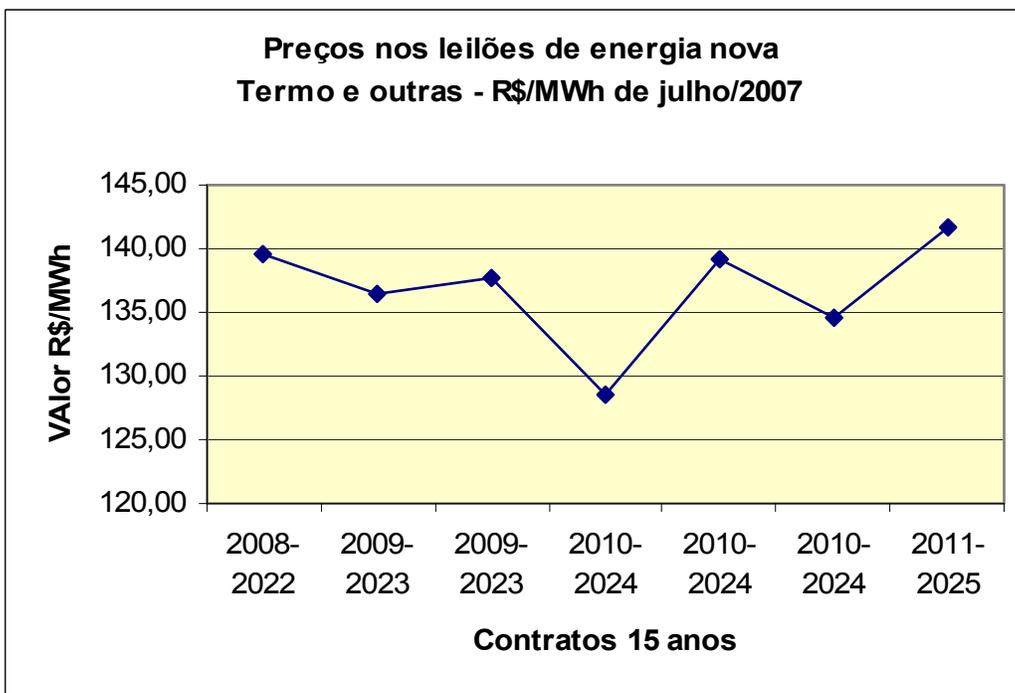
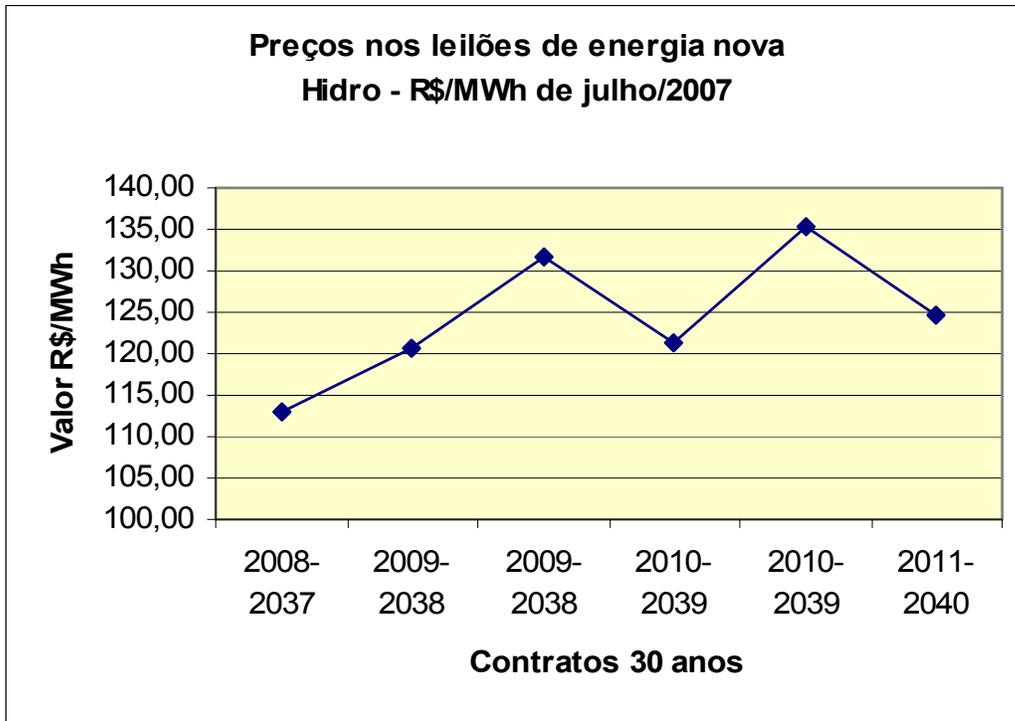
No gráfico acima, elaborado com os preços originais dos leilões corrigidos pela variação do IPCA (indexador dos contratos), observa-se que os preços se elevaram progressivamente conforme se distancia o ano de início de entrega da energia, apesar de uma discrepância notória entre contratos 2007-2014: o preço de R\$ 107,17/MWh obtido no leilão de dezembro de 2006 é muito superior ao preço de R\$ 84,17/MWh obtido para o mesmo contrato 2007-2014 no leilão de dezembro de 2004, e aquele preço superou até mesmo o preço de R\$ 90,31/MWh para o contrato 2008-2015 refletindo alteração nas condições de demanda e oferta: no 1o. leilão em dezembro de 2004 a situação era de farta disponibilidade de energia, que se reduz até o leilão realizado no final de 2006.

Quanto aos leilões de novos empreendimentos, ou *energia nova*, verifica-se relativa proximidade entre os preços da energia hidráulica e térmica: a primeira oscilando entre R\$ 112,87 e R\$ 135,31/MWh, e a segunda entre R\$ 128,55 e R\$ 141,75/MWh (preços atualizados pelo IPCA até julho de 2007). Mas isso se deve ao reduzido tempo considerado na geração das usinas térmicas contratadas por disponibilidade; caso esse tempo venha a se ampliar, porém, os custos de combustível aumentarão e os preços por megawatt-hora crescerão.

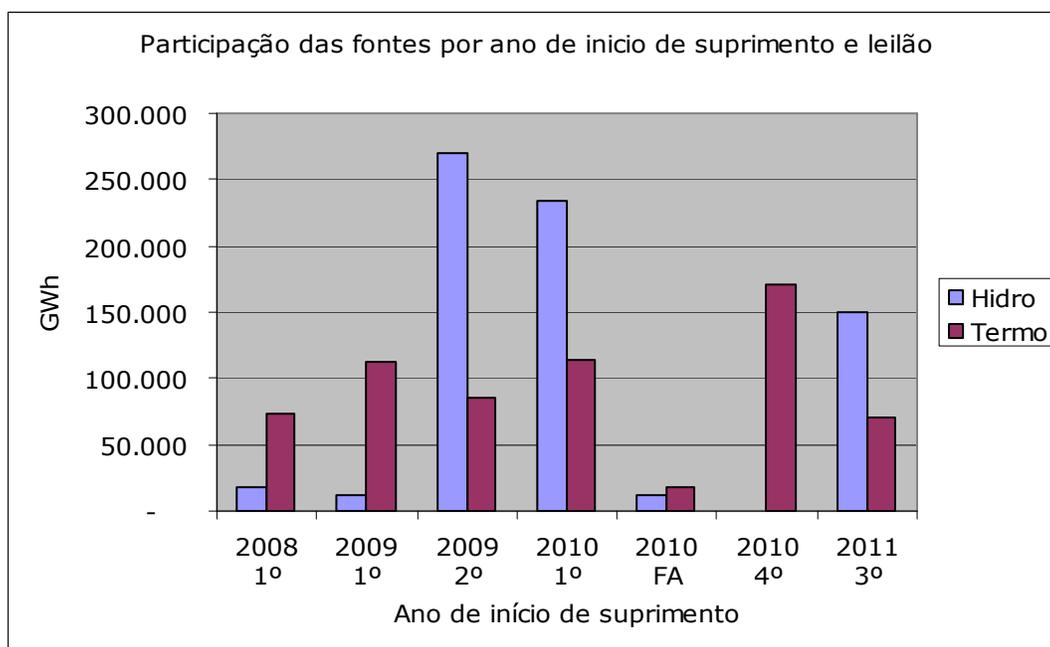
**Leilões de energia nova - Síntese de informações**

Leilão de Energia Nova	Data	Prazo	Período	MW médios	Energia vendida MWh	Preço corrente R\$/MWh	Preço julho/07 R\$ / MWh
1º Leilão	16-dez-05	30 anos	H 2008-2037	71	18.672.432	106,95	112,87
1º Leilão	16-dez-05	30 anos	H 2009-2038	46	12.096.528	114,28	120,61
2º Leilão	29-jun-06	30 anos	H 2009-2038	1028	270.331.104	126,77	131,76
1º Leilão	16-dez-05	30 anos	H 2010-2039	889	233.778.552	115,04	121,41
1º Fontes Alternativas	18-jun-07	30 anos	H 2010-2039	46	12.096.528	134,99	135,31
4º Leilão	26-jul-07	30 anos	H 2010-2039				
3º Leilão	10-out-06	30 anos	H 2011-2040	569	149.642.448	120,86	124,65
1º Leilão	16-dez-05	15 anos	T 2008-2022	561	73.769.256	132,26	139,58
1º Leilão	16-dez-05	15 anos	T 2009-2023	855	112.408.560	129,26	136,42
2º Leilão	29-jun-06	15 anos	T 2009-2023	654	85.982.688	132,39	137,60
1º Leilão	16-dez-05	15 anos	T 2010-2024	862	113.349.552	121,81	128,55
1º Fontes Alternativas	18-jun-07	15 anos	T 2010-2024	140	18.409.440	138,85	139,18
4º Leilão	26-jul-07	15 anos	T 2010-2024	1304	171.470.784	134,67	134,67
3º Leilão	10-out-06	15 anos	T 2011-2025	535	70.350.360	137,44	141,75

Os gráficos a seguir mostram a divergência de preços obtidos nos leilões de energia nova, que não seguem um padrão regular, apresentando oscilações.



Essa presença bastante significativa da energia de fontes térmicas é uma característica importante a ser observada, e revela dificuldade de se obter liberação de aproveitamentos hidráulicos para oferta nos leilões, devido a falta de inventários e estudos disponíveis de novos aproveitamentos e exigências ambientais complexas e ampliadas. No 4º leilão de energia nova (leilão "A-3", realizado em 2007 para início de entrega a partir de 2010) não se adquiriu energia de nenhum aproveitamento de fonte hidráulica. O gráfico a seguir ilustra a participação das fontes nos leilões de energia nova.



Considerando que a Amazônia tornou-se a "fronteira de expansão" de novos aproveitamentos, certamente essa dificuldade será ainda mais pronunciada, exigindo maiores cuidados e antecipação na busca de liberação ambiental, acrescentando-se maior prazo para a construção de aproveitamentos hidráulicos. Assim, a relativa escassez de uma carteira de projetos hidráulicos em condições de ser licitada explica a imperiosidade na execução de alguns projetos como o rio Madeira <sup>217</sup>, a "corrida" para a implantação de instalações de re-gaseificação de gás natural líquido (GNL), para sanar a atual falta de

<sup>217</sup> A UHE Santo Antonio com 3 150 MW, é a 1ª etapa, ficando para a 2ª etapa a UHE Jirau, com cerca de 3.300 MW; o desdobramento do projeto é devido ao impacto ambiental, maior no caso de se fazer um único aproveitamento.

combustível para geração das térmicas a gás e garantir o indispensável suprimento de eletricidade de origem térmica, a “redescoberta” de Angra III, etc.

A transição da situação anterior de “*planejamento indicativo*” – que levou à desorganização do setor sob o aspecto do planejamento, como se constata na leitura do Relatório Kelman sobre o racionamento de 2001 – para a nova situação de “*planejamento determinativo*” será acompanhada inevitavelmente de uma maior participação de fontes térmicas, até que se tenha uma carteira robusta de projetos como a obtida nos anos 60, com os estudos da “Canambra”<sup>218</sup>. De qualquer modo, porém, essa maior participação da energia térmica já é prevista, devendo sua participação na capacidade instalada passar de pouco mais de 16% para mais de 20%, entre 2007 e 2016, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia, divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Evolução da capacidade instalada no SIN, por fonte, 2007/2016				
Fonte	jan/07		dez/16	
	MW	%	MW	%
HIDRO	77.278	83,6%	109.058	79,3%
TERMO	15.126	<b>16,4%</b>	28.428	<b>20,7%</b>
TOTAL	92.404	100,0%	137.486	100,0%

Fonte dados: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia - 2007/2016, cap. III  
Oferta de energia elétrica - Parte I - Geração de energia elétrica, pg. 153 e 156

Em apresentação recente no ENASE (Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico) o Secretário de Energia Elétrica do MME informou que até 2010 estarão prontos inventários de usinas totalizando 29.950 MW, basicamente na região Norte e parte do Centro-Oeste, abrangendo as bacias hidrográficas dos rios Tapajós (11.000 MW), Aripuanã

<sup>218</sup> Tendler relata que o Plano do governo de Juscelino Kubitschek (1956-61) incluía a expansão da energia elétrica como uma das metas e pela primeira vez a questão da energia para a região centro-sul foi analisada como um todo, e foi a construção de Furnas. Em 1959, quatro anos antes da conclusão da usina, Furnas reuniu as principais concessionárias da região centro-sul para conduzir um estudo de suprimento para a região, e o estudo tornou-se a base para um programa de desenvolvimento da energia. Por sugestão do Banco Mundial o governo brasileiro decidiu estudar todos os sistemas fluviais da região centro-sul, para fazer um plano regional de energia a ser desenvolvido por pelo menos 15 anos. Em 1962 foi selecionado um consórcio de firmas de engenharia para realizar o estudo (as canadenses Montreal Engineering e G.E. Crippen Associates, e a americana Gibbs & Hill). O consórcio Canambra Engineering Consultants Ltd (CANAMBRA pela origem das companhias e o país estudado, Canadá-América-Brasil) apresentou o primeiro estudo em dezembro de 1963 (“Power study of South Central Brazil”, 5 volumes), cobrindo São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Guanabara, parte de Goiás, Mato Grosso e Paraná, sendo suas recomendações adotadas como política oficial de governo. Em dezembro de 1966 foi apresentado o relatório final (“Final report on the power study of south-central Brazil”, com 7 volumes). Ver: Tendler, J. – “*Electric power in Brazil: entrepreneurship in the public sector*”, Harvard University Press, Cambridge, Mass, 1968, p. 39/41.

(3.000 MW), Trombetas (3.000 MW), Juruena (5.000 MW), Araguaia (3.100 MW), Sucunduri (650 MW), Branco (2.000 MW), Jarí (1.100 MW), Itacaiunas (450 MW), e Jatapu (650 MW) <sup>219</sup>.

Esse aumento da participação da região Norte na capacidade instalada pode ser vista no quadro a seguir. Como se observa, a participação de usinas da Região Norte na capacidade instalada do País deverá crescer nos próximos em dez anos dos atuais 10,0%, em janeiro de 2007, para 26,7% em dezembro de 2016.

Participação da capacidade instalada hidrelétrica, por subsistema, 2007/2016		
	jan/07	dez/16
SUDESTE	44,7%	35,7%
ITAIPU	15,8%	11,5%
SUL	15,4%	15,6%
NORDESTE	14,0%	10,6%
Subtotal 1	<b>89,9%</b>	<b>73,4%</b>
NORTE	9,4%	12,1%
Amazonas/Amapá	0,3%	-
Acre/Rondonia	0,3%	-
Madeira	0	6,2%
Belo Monte	0	5,0%
Teles Pires	0	3,4%
Subtotal 2	<b>10,0%</b>	<b>26,7%</b>
TOTAL (1 + 2)	100,0%	100,0%

Fonte dados: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia - 2007/2016, cap. III  
Oferta de energia elétrica - Parte I - Geração de energia elétrica, pg. 152

Em trabalho recente, ao avaliar os empreendimentos inscritos para os leilões de energia nova A-3 e A-5 previstos para julho de 2007, Castro comentou a reduzida presença de empreendimentos de energia “renovável” (apenas 29,5% da capacidade considerada), o que traz preocupações quanto ao aspecto ambiental e da “modicidade tarifária”. Constatando a escassez de projetos hidrelétricos mesmo no leilão A-5 (dado que no leilão A-3 o prazo mais reduzido, de 3 anos para início de entrega, favorece a solução térmica

<sup>219</sup> Ver apresentação de Ronaldo Schuck, “O PAC e o abastecimento de energia no Brasil”, no 4º Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico - ENASE, São Paulo, 2007. Disponível em [www.enase.com.br](http://www.enase.com.br)

devido ao menor prazo de construção dessas usinas), e ao buscar as razões disso, aponta o "desmonte da estrutura de planejamento do SEB" (Setor Elétrico Brasileiro) e ressalta que,

*"...derivado da quebra do planejamento do setor, os estudos para o aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro também foram prejudicados. Estes estudos são determinantes para indicar a localização, potência e viabilidade econômica das novas usinas. Sem estes estudos, que incluem os impactos ambientais e as formas e medidas para sua superação, não há condições para a expansão da capacidade de geração hidrelétrica – a mais limpa e menos cara das energias disponíveis no mundo. Sem estes estudos não se pode garantir o suprimento da demanda futura de energia elétrica na sua forma mais eficiente, tanto do ponto de vista econômico como principalmente ambiental".*<sup>220</sup>

Até que isso ocorra, ou seja, até que se disponha de uma quantidade de estudos de novos aproveitamentos hidráulicos suficiente para permitir uma relativa "abundância" de projetos hidráulicos a serem licitados, as térmicas são, portanto, a alternativa à pura e simples escassez de energia.

É importante notar que esse "hiato do planejamento" ocorrido durante alguns anos, além de levar à crise do racionamento deixou reflexos que ainda se fazem sentir. Essa percepção dos riscos do "planejamento indicativo" já ocorria por ocasião da própria transição e entrada no modelo RE-SEB. Nesse sentido, BERER escreveu em 2002:

*"Para que haja competição efetiva que traga uma modicidade de preço para a energia, é necessário que haja um certo excesso de oferta. Nesse caso, caberia ao planejamento indicativo estimular ou mesmo endossar esse "excesso" ? Um outro ponto importante é que há um prazo de maturação razoável, principalmente para a geração hidroelétrica, entre o planejamento e a implantação de um empreendimento. Desta forma também o plano de geração precisa se tornar "determinativo" com uma certa antecedência para que se possa administrar o equilíbrio da oferta e demanda e para que se possa preparar devidamente o sistema para acomodar a integração dos novos empreendimentos.*

---

<sup>220</sup> Castro, Nivalde J. de, e Bueno, Daniel – "Os leilões de energia nova: vetores de crise ou de ajuste entre oferta e demanda", trabalho apresentado no Seminário de Pós-Graduação do Instituto de Economia da UFRJ, 19/6/2007, [www.gesel](http://www.gesel).

Essas questões ainda carecem de uma resposta adequada no modelo e, entretanto, terão um papel fundamental na quantidade ofertada de energia ao mercado e na formação do preço da energia futura” <sup>221</sup>

Assim, pode-se imaginar que haverá aumento contínuo no preço da energia, à medida que esses projetos mais caros precisam ser implementados, para fazer face às dificuldades e até a superação das insuficiências de inventários e projetos hidráulicos.

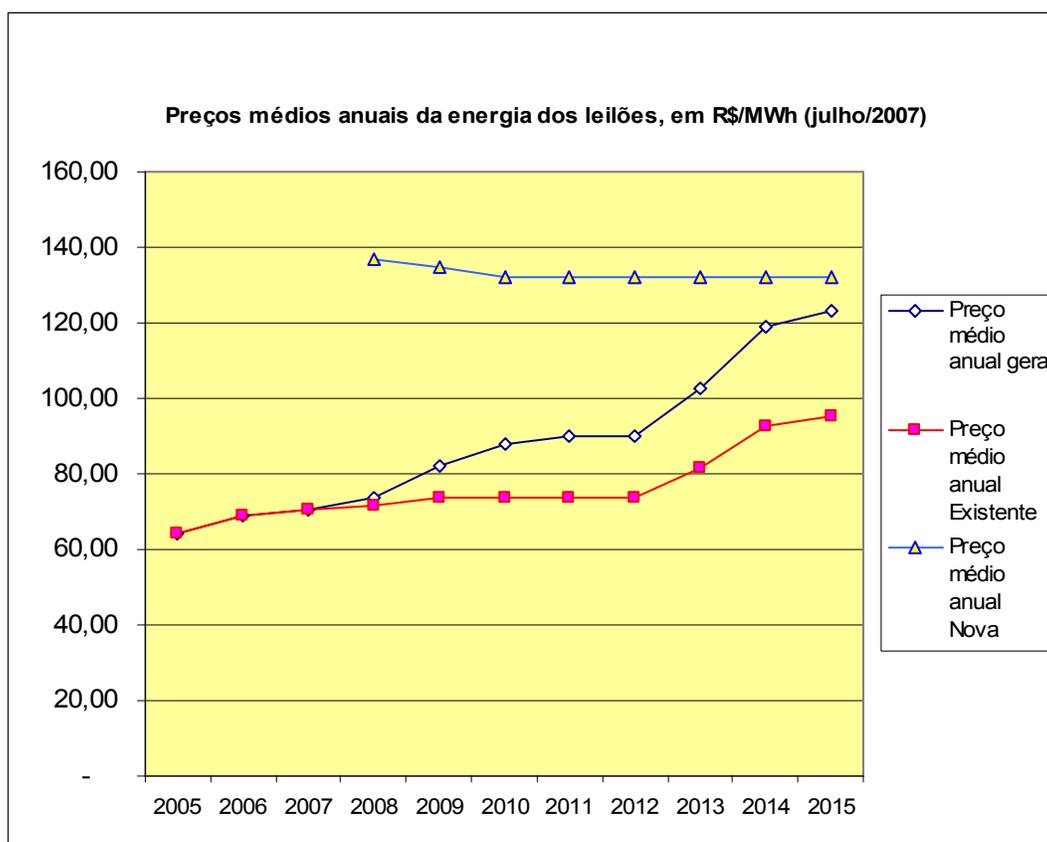
Além da pressão do custo de suprimento, decorrente da atual “troca” de projetos hidráulicos por térmicos, há um risco adicional para a modicidade tarifária relativamente próximo, que se manifestará por ocasião da renovação da contratação 2005-2012 realizada no 1º leilão de energia existente, a encerrar-se no final de 2012. A princípio, um simples leilão “A-1” de energia existente, a ser realizado em 2012, permitiria recontratar a energia barata do leilão de energia existente realizado em 2004, referente ao período 2005-2012, que será liberada a partir de 2013. Entretanto, sabe-se que parte dessa energia a ser descontratada a partir de 2013, já vem sendo vendida hoje para consumidores livres.

Assim, há o risco de que em 2012 uma parte substancial dessa energia não esteja disponível para recontratação a partir de 2013. Como se pode verificar no quadro a seguir, na ausência dessa energia mais barata uma forte diferença de preços de suprimento é observada a partir de 2013. A não-recontratação, ou recontratação apenas parcial, causarão impacto no preço do suprimento para o ambiente regulado. Este problema é agravado, ou “contaminado”, pelo problema da expansão insuficiente para atendimento de consumidores livres. Por não ter sido prevista, essa escassez de energia para o mercado livre pode levar à disputa pela energia mais barata que estará sendo liberada, em um contexto inteiramente diferente do ocorrido pós-acionamento, quando havia um “colchão” amortecedor de preços, dado pelas sobras de energia.

---

<sup>221</sup> Berer, R. – “O novo modelo do setor elétrico nacional: avaliação de seu funcionamento e proposições para seu aperfeiçoamento”, Tese de mestrado, Engenharia de Produção/UFRJ, Rio de Janeiro, 2002. (Grifo nosso).

O gráfico a seguir ilustra as diferenças de preços observadas nos leilões de energia existente e energia nova, no ACR, percebendo-se claramente que os preços da energia velha (linha inferior) situam-se bastante abaixo dos preços da energia de novos empreendimentos, ou energia nova (linha superior). A linha intermediária representa os preços resultantes do “mix” entre energia velha e nova. Caso a energia velha que venha a ser liberada seja comercializada pelo preço de energia nova ou não esteja disponível para recontratação pelo mercado regulado por ter sido vendida para os consumidores livres, o ACR, mercado regulado das distribuidoras, terá que substituí-la por energia mais cara, com grande impacto sobre a modicidade tarifária, ilustrado pela elevação de preços a partir de 2013.



A tabela a seguir, permite perceber com clareza que a linha de preços da energia do “mix” resultante da energia velha e energia nova (“preço médio anual geral”), já mostra hoje tendência de elevação devido à entrada de energia nova mais cara e, após 2012,

experimenta uma forte alta com o encerramento dos contratos de energia velha firmados em 2004, com vigência no período 2005-2013, 2006-2014 e 2007-2015. Como se observa, o preço do "mix" de energia dos leilões cresce à medida em que, ao preço da energia velha mais barata (próximo de R\$ 70,00/MWh até 2012) se incorpora o custo mais elevado das energia "nova", e sofre abrupta elevação em 2013, com o encerramento do contrato 205-2012 que representa enorme volume de energia velha contratado a baixo preço.

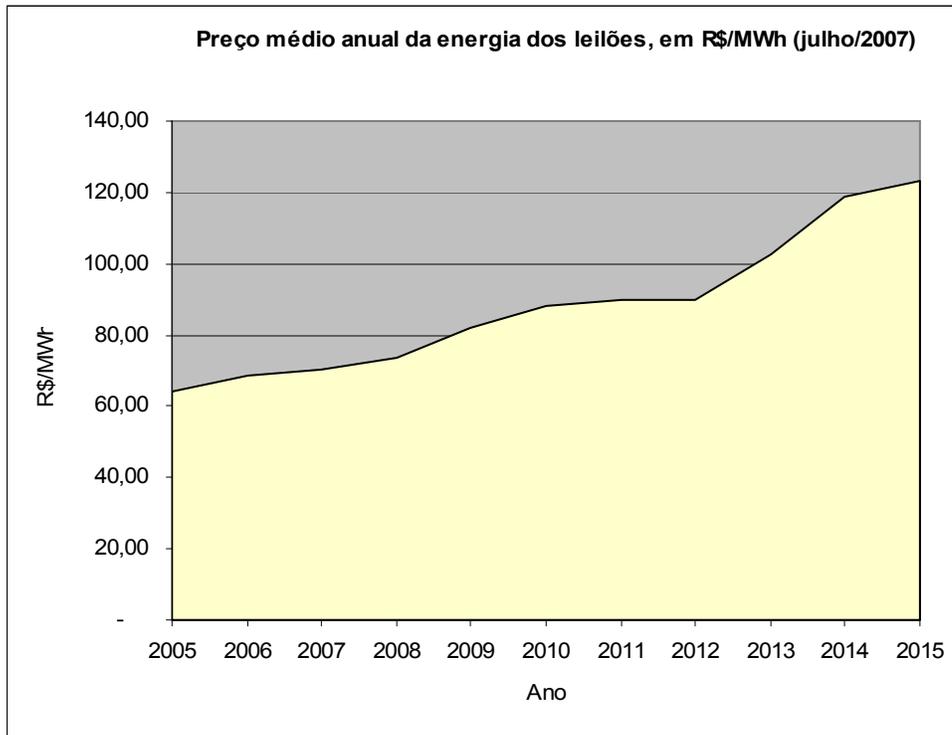
### Preço médio do suprimento resultante dos leilões de energia elétrica do ACR

Leilão e Data	MWh e Período	Total MWh e Prazo	R\$/MWh		2005	2005	2005	2005	2005	2005	2011	2012*	2013	2014	2015	
			leilão	jul/07												
<b>1º En Existente</b>	<b>9.054</b>	634.938.912			79.313.040	79.313.040	79.313.040	79.530.336	79.313.040	79.313.040	79.313.040	79.530.336				
7-dez-04	2005-2012	8 anos	57,51	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15	64,15				
	<b>6.782</b>	475.608.096				59.410.320	59.410.320	59.573.088	59.410.320	59.410.320	59.410.320	59.573.088	59.410.320			
	2006-2013	8 anos	67,33	75,10		75,10	75,10	75,10	75,10	75,10	75,10	75,10	75,10			
	<b>1.172</b>	82.190.016				10.266.720	10.294.848	10.266.720	10.266.720	10.266.720	10.266.720	10.294.848	10.266.720	10.266.720		
	2007-2014	8 anos	75,46	84,17		84,17	84,17	84,17	84,17	84,17	84,17	84,17	84,17			
<b>2º En Existente</b>	<b>1.325</b>	92.919.600					11.638.800	11.607.000	11.607.000	11.607.000	11.607.000	11.638.800	11.607.000	11.607.000	11.607.000	
2-abr-05	2008-2015	8 anos	83,13	90,31			90,31	90,31	90,31	90,31	90,31	90,31	90,31	90,31	90,31	90,31
<b>3º En Existente</b>	<b>102</b>	2.683.008				893.520	893.520	895.968								
11-out-05	2006-2008	3 anos	62,95	67,04		67,04	67,04	67,04								
<b>4º En Existente</b>	<b>1166</b>	81.769.248							10.214.160	10.214.160	10.214.160	10.242.144	10.214.160	10.214.160	10.214.160	
11-out-05	2009-2016	8 anos	94,91	101,08					101,08	101,08	101,08	101,08	101,08	101,08	101,08	101,08
<b>5º En Existente</b>	<b>204</b>	14.306.112				1.787.040	1.791.936	1.787.040	1.787.040	1.787.040	1.787.040	1.791.936	1.787.040	1.787.040	1.787.040	
14-dez-06	2007-2014	8 anos	104,74	107,17		107,17	107,17	107,17	107,17	107,17	107,17	107,17	107,17	107,17	107,17	
<b>1º En Nova</b>	<b>71</b>	18.672.432					623.664	621.960	621.960	621.960	623.664	621.960	621.960	621.960	621.960	
16-dez-05	2008-2037	30 anos	106,95	112,87			112,87	112,87	112,87	112,87	112,87	112,87	112,87	112,87	112,87	112,87
	<b>561</b>	73.769.256				4.927.824	4.914.360	4.914.360	4.914.360	4.914.360	4.927.824	4.914.360	4.914.360	4.914.360	4.914.360	
	2008-2022	15 anos	132,26	139,58		139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58	139,58
	<b>46</b>	12.096.528					402.960	402.960	402.960	402.960	404.064	402.960	402.960	402.960	402.960	
	2009-2038	30 anos	114,28	120,61			120,61	120,61	120,61	120,61	120,61	120,61	120,61	120,61	120,61	120,61
	<b>855</b>	112.408.560					7.489.800	7.489.800	7.489.800	7.489.800	7.510.320	7.489.800	7.489.800	7.489.800	7.489.800	7.489.800
	2009-2023	15 anos	129,26	136,42			136,42	136,42	136,42	136,42	136,42	136,42	136,42	136,42	136,42	136,42
	<b>889</b>	233.778.552							7.787.640	7.787.640	7.808.976	7.787.640	7.787.640	7.787.640	7.787.640	
	2010-2039	30 anos	115,04	121,41					121,41	121,41	121,41	121,41	121,41	121,41	121,41	121,41
	<b>862</b>	113.349.552							7.551.120	7.551.120	7.571.808	7.551.120	7.551.120	7.551.120	7.551.120	
	2010-2024	15 anos	121,81	128,55					128,55	128,55	128,55	128,55	128,55	128,55	128,55	128,55
<b>2º En Nova</b>	<b>1028</b>	270.331.104						9.005.280	9.005.280	9.005.280	9.029.952	9.005.280	9.005.280	9.005.280	9.005.280	
29-jun-06	2009-2038	30 anos	126,77	131,76				131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76	131,76
	<b>654</b>	85.982.688						5.729.040	5.729.040	5.729.040	5.744.736	5.729.040	5.729.040	5.729.040	5.729.040	5.729.040
	2009-2023	15 anos	132,39	137,60				137,60	137,60	137,60	137,60	137,60	137,60	137,60	137,60	137,60
<b>3º En Nova</b>	<b>569</b>	149.642.448							4.984.440	4.984.440	4.984.440	4.984.440	4.984.440	4.984.440	4.984.440	
10-out-06	2011-2040	30 anos	120,86	124,65					124,65	124,65	124,65	124,65	124,65	124,65	124,65	124,65
	<b>535</b>	70.350.360							4.686.600	4.686.600	4.686.600	4.686.600	4.686.600	4.686.600	4.686.600	4.686.600
	2011-2025	15 anos	137,44	141,75					141,75	141,75	141,75	141,75	141,75	141,75	141,75	141,75
<b>4º En Nova</b>	-	0							0	0	0	0	0	0	0	0
26-jul-07	2010-2029	30 anos														
	<b>1.304</b>	171.470.784							11.423.040	11.423.040	11.454.336	11.423.040	11.423.040	11.423.040	11.423.040	
	2010-2024	15 anos	134,67	134,67					134,67	134,67	134,67	134,67	134,67	134,67	134,67	134,67
<b>1º Fontes Alt</b>	<b>46</b>	12.096.528							402.960	402.960	404.064	402.960	402.960	402.960	402.960	
18-jun-07	2010-2029		120,86	121,15					121,15	121,15	121,15	121,15	121,15	121,15	121,15	121,15
	<b>140</b>	18.409.440							1.226.400	1.226.400	1.229.760	1.226.400	1.226.400	1.226.400	1.226.400	
	2010-2024		138,85	139,18					139,18	139,18	139,18	139,18	139,18	139,18	139,18	139,18
<b>Total MWh</b>		<b>2.726.773.224</b>		<b>132,19</b>	(*) Obs. 2008 e 2012 são anos bissextos, com 8784 horas (anos normais = 8760 horas)											
					<b>64,15</b>	<b>68,83</b>	<b>70,32</b>	<b>73,87</b>	<b>82,12</b>	<b>87,98</b>	<b>89,80</b>	<b>89,80</b>	<b>102,56</b>	<b>118,85</b>	<b>123,14</b>	
					64,15	68,83	70,32	71,74	73,50	73,50	73,50	73,50	81,45	92,59	95,35	
								136,58	134,98	132,18	132,29	132,29	132,29	132,29	132,29	
					Ano	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015

PREÇO MÉDIO TOTAL

Fonte: elaboração do autor, a partir dos dados do leilão disponíveis no site CCEE ([www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br))

Essa elevação do “preço médio anual geral” está representada na figura abaixo.



Assim, uma preocupação na preservação da “modicidade tarifária” deve ser a busca de mecanismos que assegurem a existência para além de 2012 de suprimento com valores mais baratos; se não for assegurada energia mais barata no “mix” de oferta, o suprimento necessariamente terá seu custo aumentado e ocorrerá um inevitável choque tarifário.

## **(2) A contratação de energia e a expansão da oferta para consumidores livres**

A insuficiente expansão da oferta de energia para atendimento aos consumidores livres é o outro problema observado, além da tendência à elevação e risco de “choque” de preços do suprimento após 2013.

No ACR (Ambiente de Contratação Regulado) a contratação de energia é feita com antecedência obrigatória de 5 anos, cabendo às distribuidoras realizar previsões de mercado e participar dos leilões para a contratação antecipada da energia a ser gerada, criando-se assim o tão desejado “gatilho” para que a expansão ocorra. Ora, essa obrigatoriedade de contratação antecipada não existe no caso do ACL - Ambiente de

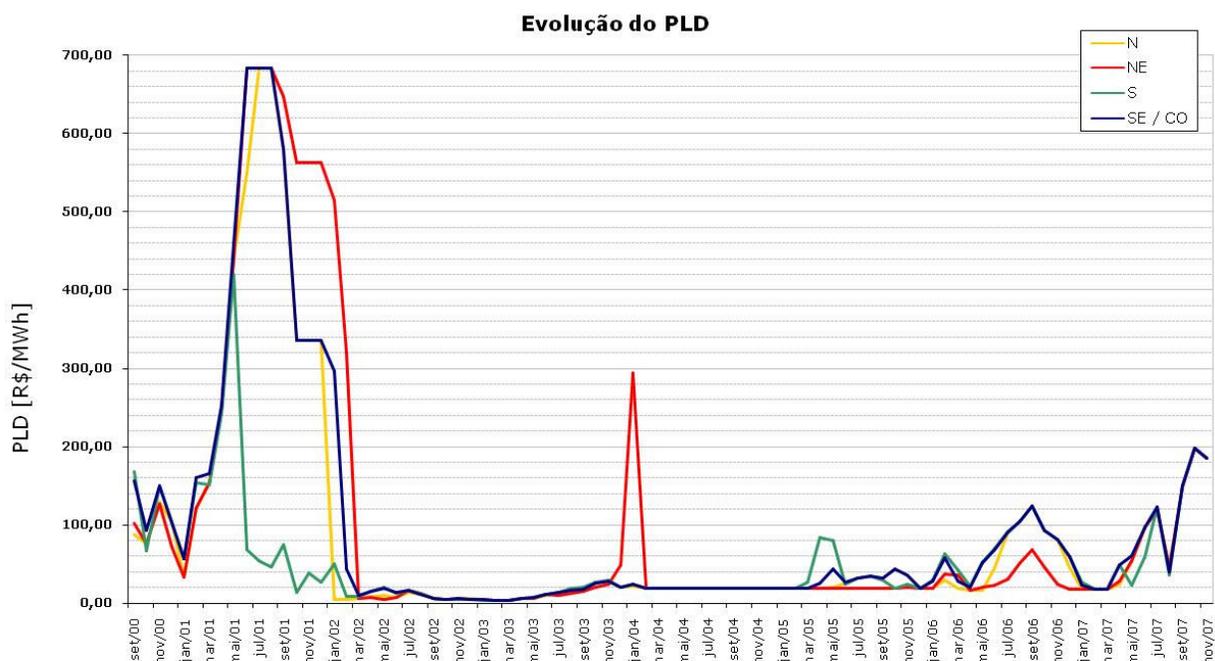
Contratação Livre. Embora os consumidores livres necessitem comprovar a contratação para cobertura integral (100%) de suas necessidades de consumo (carga), a verificação dessa contratação é feita em base mensal, após transcorrido o mês de referência. Assim, é possível a um Consumidor Livre contratar energia por prazos curtos, e até mesmo, *após encerrado o mês*, verificar a medição de seu consumo de energia e, *ex-post facto* (depois do consumo), adquirir a energia necessária junto aos geradores ou comercializadoras. Estes registram então um contrato de venda para o consumidor livre perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sendo o contrato validado pelo comprador. Assim, na contabilização do mês de referência, esse consumidor livre estará contratado em 100%, não ensejando a aplicação de penalidade.

É certo que os consumidores livres que optam por contratar a energia mês a mês, *depois de seu consumo*, ou por prazos curtos, em vez de adquirir a energia por meio de contratos de longo prazo, ficam expostos ao risco de flutuações e à alta volatilidade do preço do mercado "spot" (afetado, no caso brasileiro, pelo nível de armazenamento dos reservatórios e probabilidades de afluições hídricas futuras, incorporadas em modelos de previsões). Mas a existência de grande "capacidade ociosa" de geração de energia elétrica pós-acionamento e a perspectiva de manutenção dessa situação por um longo período, gerou uma forte atratividade da contratação de curto prazo para alguns consumidores livres, pelas seguintes vantagens:

- preços da energia para contratação de curto prazo muito mais baixos que os preços para contratação de energia de longo prazo. Na contratação de curto prazo o preço é fixado com base no preço "spot" mais uma margem de comercialização (geralmente em torno de 10 a 15%);

- possibilidade de ajuste da quantidade de energia adquirida ao nível de consumo. No caso da contratação de longo prazo, se há sobras, ou seja, excesso de contratação acima do efetivo consumo, devido a flutuações do nível de atividade, elas são liquidadas ao preço "spot" – em geral menor que o preço de compra da energia nos contratos de longo prazo. Na contratação de curto prazo mensal, após conhecido o consumo, inexistente risco de sobras, e esse risco é minimizado na contratação por prazos mais curtos.

O gráfico abaixo permite observar o comportamento do PLD - Preço de Liquidação de Diferenças no mercado atacadista de energia no período 2000 a 2007. Além de sua volatilidade no período 2000-2002, pode-se observar que após o final do racionamento o valor do PLD geralmente ficou muito abaixo do custo que se incorreria no caso de uma contratação bilateral de longo prazo, estimulando contratações de curto prazo.



A obrigação legal de tornar-se agente da CCEE levou ao crescimento exponencial do número de consumidores livres a partir de 2005, e implicou na sua explosão em termos numéricos, atingindo 685 consumidores livres em setembro de 2007. O consumo de energia elétrica dos consumidores livres representa mais de 25% do consumo total de energia elétrica do País.

**BRASIL - Participação dos Consumidores Livres no consumo total de energia elétrica – outubro/2005 a setembro/2007**

mês	Mercado Total	Mercado Livre	% do Mercado Livre no Mercado Total
	[MW médio]	[MW médio]	
out/05	45.649,7	11.737,1	25,71%
nov/05	45.441,9	11.986,0	26,38%
dez/05	45.208,7	11.881,8	26,28%
jan/06	46.590,5	12.153,3	26,09%
fev/06	47.526,3	12.336,4	25,96%
mar/06	48.579,2	13.002,3	26,77%
abr/06	46.012,1	12.947,7	28,14%
mai/06	45.265,1	12.680,8	28,01%
jun/06	45.335,5	12.897,4	28,45%
jul/06	45.480,7	13.016,8	28,62%
ago/06	47.054,9	13.208,7	28,07%
set/06	46.514,1	13.170,7	28,32%
out/06	47.293,5	13.151,2	27,81%
nov/06	47.930,7	13.237,8	27,62%
dez/06	47.855,9	12.834,2	26,82%
jan/07	48.491,5	13.273,9	27,37%
fev/07	49.228,9	13.547,8	27,52%
mar/07	51.067,1	13.781,0	26,99%
abr/07	49.454,5	13.764,3	27,83%
mai/07	48.326,4	13.904,4	28,77%
jun/07	48.346,8	13.882,9	28,72%
jul/07	48.750,3	13.961,8	28,64%
ago/07	49.807,3	14.102,1	28,31%
set/07	49.363,1	13.969,5	28,30%

Fonte: CCEE

Ora à medida que esses consumidores (ou, uma parte deles, visto que muitos fazem contratação de longo prazo, face à essencialidade da energia no seu negócio) não contratam com antecedência suas necessidades futuras, mas se movimentam apenas no “mês a mês”, o estoque de energia assegurada “ociosa”, disponível, vai sendo comprometido, sem nenhum “gatilho” para induzir a expansão de novas usinas. Assim, “falta PPA para o ACL”, ou seja, os consumidores livres, ou uma parte deles, que operam no Ambiente de Contratação Livre (ACL) não assinam os contratos de compra de energia de longo prazo (o “PPA” ou *Power Purchase Agreement*, na expressão em inglês), com

antecedência, que possam ser usados como garantia para financiamento dos empreendimentos de geração. Agravando tudo há a falta de novos projetos hidráulicos e, não por acaso, está sendo utilizada uma maior proporção de térmicas nos leilões para o ACR. Destinar projetos ao ACL se tornou mais difícil, mesmo que previsto pela regulação existente que uma parcela da geração de cada projeto licitado para o ACR poderia ser destinada pelo investidor para o ACL, mediante pagamento de um encargo. Ademais, para a expansão para o ACL tornar-se atrativa deveria apresentar garantias e prazos de contratação similares às que se observam no caso do ACR.

Assim, a questão da *segurança do suprimento*, um dos pilares do novo modelo, deve ser reforçada com a adoção de mecanismos que propiciem sinais firmes para assegurar a expansão da oferta também para os consumidores livres. Para evitar um dos motivos que inibem a contratação de longo prazo dos consumidores livres - qual seja, o risco de prejuízos devido a flutuações do nível de atividade e o surgimento de sobras de energia que devem ser vendidas no mercado de curto prazo a preço "spot" (PLD), inferior ao de sua aquisição -, discussões em curso entre os agentes estudam mecanismos para viabilizar a transferência a terceiros da energia excedente adquirida pelos consumidores livres em contratos de longo prazo; por exemplo, por meio da emissão de certificados representativos dessa energia assegurada adquirida, que poderiam ser negociados e transferidos, mitigando esse risco.

Conforme a situação avança, a expansão insuficiente para atender os "dois mercados" (cativo - ACR, e livre - ACL), face ao crescimento do consumo e à contratação da energia excedente pós-acionamento, agrava o risco de que o esgotamento das sobras desse "colchão" de energia assegurada não-contratada, do período pós-acionamento, leve a crescentes dificuldades de aquisição de energia pelos consumidores livres, gerando então uma disputa entre o mercado livre e mercado cativo na compra de energia existente .

Assim, no mercado regulado observa-se o crescimento dos custos de suprimento (decorrente da falta de projetos hidráulicos e da maior contratação de térmicas), e risco de impacto de elevação dos preços do suprimento na renovação/recontratação, a partir de

2013, da energia contratada no primeiro leilão de energia existente (cujo prazo começa a vencer em 2012); no mercado livre há o risco da insuficiência da energia assegurada, e elevação dos preços, face à não-sinalização desse mercado para a expansão.

O esforço de expansão necessária é significativo, face às projeções de evolução do mercado de energia elétrica. No cenário de dez anos (até 2016), considerando a trajetória inferior de crescimento, é prevista a necessidade de se atender um acréscimo de carga superior a 30 mil megawatts-médios no Sistema Interligado Nacional, como se vê nas estimativas da EPE apresentadas no quadro a seguir.

**Tabela 25 – Projeção de carga de energia (MWmed) – Trajetória inferior**

	Sul	Sudeste / C. Oeste		Norte		Nordeste	Brasil Interligado	Aumento (%)
		SE/CO	Rondônia	N	Manaus			
<b>2006</b>	7.940	29.866		3.398		6.920	48.124	
<b>2007</b>	8.320	31.421		3.502		7.324	50.568	5,1%
<b>2008</b>	8.696	32.785	133 (*)	3.773		7.653	53.040	4,9% (**)
<b>2009</b>	9.148	34.179	415	3.946		7.995	55.683	5,0%
<b>2010</b>	9.626	35.643	437	4.083		8.550	58.339	4,8%
<b>2011</b>	10.030	37.126	470	4.365		8.936	60.927	4,4%
<b>2012</b>	10.463	38.781	498	4.569	1.190	9.383	64.885	6,5% (**)
<b>2013</b>	10.905	40.712	529	4.686	1.280	9.796	67.908	4,7%
<b>2014</b>	11.458	42.381	562	4.843	1.377	10.327	70.947	4,5%
<b>2015</b>	11.978	44.281	597	5.471	1.479	10.879	74.685	5,3%
<b>2016</b>	12.495	46.069	637	6.197	1.586	11.404	78.388	5,0%
<b>Crescimento médio do SIN (2007-2016)</b>								<b>5,0%</b>

(\*) O valor médio para Rondônia em 2008 foi estimado considerando nulos os montantes antes da interligação em setembro;

(\*\*) O aumento relativamente mais elevado da previsão de carga de energia observado para os anos 2007/2008 e 2011/2012 deve-se à incorporação ao SIN dos sistemas, hoje isolados, do Acre-Rondônia e Manaus-Macapá.

Fonte: EPE, PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016, cap. III, Oferta de energia elétrica – Parte I, Tabela 25, página 147. Disponível em [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

Assim, apesar das sucessivas reformas do setor elétrico brasileiro ainda é preciso implantar novos mecanismos para garantir que a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária, os pilares declarados do novo modelo, sejam de fato alcançadas.

## **Resumo e conclusões**

As duas faces da reforma do setor elétrico brasileiro nos anos 90 – reestruturação da indústria de energia elétrica e a privatização das empresas estatais –, tinham como objetivo anunciado a busca de maior eficiência econômica, menores tarifas, atração de capitais privados para retomada de investimentos setoriais, geração de recursos fiscais e de recursos externos para o ajustamento da economia.

A reestruturação da indústria de eletricidade empreendida em diversos países promoveu a segmentação da cadeia geração-consumo buscando criar competição na produção e comercialização da energia elétrica, e aperfeiçoar a regulação da transmissão e distribuição, segmentos monopolistas dessa cadeia.

A competição na esfera de geração e comercialização seria propiciada pelo surgimento de diversos novos “produtores independentes” (visando ampliar a quantidade de supridores de energia e pôr fim ao monopólio da produção); pela possibilidade de que os consumidores (começando pelos maiores) deixassem de ser clientes “cativos” das distribuidoras, tornando-se livres para adquirir a energia pelo melhor oferta (multiplicando-se os compradores seria evitado o monopólio na compra por parte das distribuidoras); pelo surgimento de novos agentes “comercializadores”, com a função de buscar oportunidades mais baratas ou atrativas de aquisição de energia, adequadas às necessidades e características de consumo de cada cliente, e dinamizar o mercado de compra e venda de energia elétrica; pela criação de um operador independente do sistema elétrico, para fazer despacho de usinas segundo a ordem de mérito econômico (induzindo à eficiência) e supervisionar as condições de livre acesso e uso das redes por todos; pela criação do “mercado atacadista de energia”, um ambiente de livre negociação e contratação da energia, com preços que oscilam conforme as condições momentâneas de despacho da geração e da transmissão no sistema e onde fluxos de energia não-contratados previamente, resultantes da diferença entre energia contratada e a efetivamente consumida ou gerada são medidos, contabilizados e liquidados a preço “spot” - pagamento das “sobras” aos agentes cuja energia contratada foi superior ao consumo e às geradores que foram despachados acima de seus contratos, e cobrança de

agentes em “déficit”, cujo consumo efetivo superou à contratação ou cuja geração ficou abaixo do comercialmente contratado.

Para contornar a impossibilidade da competição nas atividades de transmissão e distribuição, por se tratar de “monopólio natural”, em que a existência de múltiplas redes de transmissão e de distribuição provocaria grande ineficiência econômica, surgiram novas formas de regulação, incentivando maior eficiência econômica dos detentores das redes (regulação por desempenho, regime de “price-cap”); a criação de uma agência reguladora “de Estado”, independente, foi introduzida para assegurar isenção e “blindagem” contra interferências dos governo, com a primazia de adoção de critérios técnicos e maior estabilidade regulatória, visando assegurar a atratividade de capitais privados; instituiu-se o livre-acesso e uso das redes (“open-access”) aos agentes, pelo pagamento dos encargos de forma isonômica por quaisquer usuários; e a operação do sistema elétrico por uma instituição independente, encarregada do despacho de usinas pelo critério de mérito econômico (o menor preço possível) e a administração dos serviços de transmissão, assegurando neutralidade do planejamento assim como da programação, operação e despacho de usinas, e detecção e repressão do exercício de poder de mercado pelos agentes.

No caso brasileiro, a reforma do setor elétrico e as novas instituições surgiram “a toque de caixa”, a reboque do interesse de Estado mais premente, de privatização das empresas estatais – que não se deve confundir com a reforma e reestruturação da indústria de eletricidade, ainda que a tenha acompanhado em muitos casos, especialmente na América Latina. No Brasil, a grave crise financeira em que se encontravam as empresas já tivera sua solução encaminhada no início dos anos 90 – quando se reconheceram os créditos decorrentes da insuficiência tarifária acumulada desde fins dos anos 70 e de seus efeitos negativos sobre a remuneração –, permitindo a liquidação de dívidas intra-setoriais e extra-setoriais e aliviando radicalmente a situação financeira das empresas. Mas a decisão de ajustamento do Estado predominou.

No Brasil, como na América Latina, as justificativas para a reforma setorial estavam no interesse em fazer a privatização para obter recursos fiscais visando o re-equilíbrio das finanças do Estado e em obter recursos externos e fazer face aos desequilíbrios no balanço de pagamentos e às pressões dos credores; esses foram os motivos preponderantes e decisivos da reforma setorial, muito mais do que uma re-estruturação da indústria com a busca tenaz de mecanismos de competição e modicidade tarifária em favor do consumidor.

No caso brasileiro, as duas faces da reforma da indústria de eletricidade acabaram por mostrar-se contraditórias: se um dos objetivos da reforma e da privatização era a redução de tarifas, o interesse (e necessidade) do Estado em maximizar recursos no leilão de venda das empresas levou, previamente à privatização, a significativos aumentos tarifários e retirada de subsídios, para aumentar a receita das empresas e o fluxo de caixa projetado, com base no qual eram feitas as avaliações dessas empresas. Vale notar que antes mesmo da reforma e da privatização passarem à ordem do dia, a crise fiscal já havia provocado diversas alterações que afetaram a geração de caixa e os recursos das concessionárias (como o fim, em 1988, do Imposto Único sobre a Energia Elétrica federal, até então usado para a capitalização das empresas, que foi substituído pelo ICMS estadual com alíquota muito elevada, que chega hoje a 25% ou 30%, ou o fim do regime especial de tributação do IRPJ, que saltou de 6% para 30%, drenando remuneração).

As empresas estatais, que desempenharam funções diversas como instrumento de política macroeconômica desde meados dos 70 (aceleração de investimentos para dar suporte ao II PND e para estimular a atividade econômica, além de propiciar o enfrentamento da crise energética; captação de empréstimos e financiamentos externos para aliviar a crise do balanço de pagamentos; atenuação de pressões inflacionárias pela concessão de reajustes tarifários abaixo do necessário para atingir a remuneração legal do capital), tiveram nova funcionalidade macroeconômica a partir de meados dos anos 90: vendidas em leilões, serviram como fonte de arrecadação de recursos para o ajustamento fiscal e do balanço de pagamentos, em resposta à forte pressão externa, refletida nas políticas das instituições financeiras internacionais (FMI, BIRD, BID).

Vale registrar que, contraditoriamente, esse objetivo de ajustamento foi solapado por outros pilares da política econômica praticada desde então: forte subida da taxa de juros interna, para estimular a entrada de capitais externos (o que elevou dramaticamente desde 1995 a dívida interna que se previa reduzir com a venda das estatais); valorização cambial e abertura comercial como âncora contra a inflação (o que provocou grandes déficits no balanço comercial, culminando na crise cambial do final de 1998 e início de 1999).

O benefício da redução de tarifas que se anunciava com a reforma, devido aos ganhos de eficiência esperados, foi insuficiente quando ocorreu; apesar da melhoria da eficiência de muitas distribuidoras, a revisão tarifária levou à necessidade de aumentos tarifários para contrabalançar diversos fatores de elevação dos custos setoriais repassados às tarifas por se tratar de “custos não-controláveis” ou “custos não-gerenciáveis” – elevação dos custos de transmissão; encarecimento dos custos da energia de Itaipu em decorrência da crise cambial; aumento de diversos encargos setoriais, além da criação de novos; perdas de escala provocadas pela redução de mercado devida ao racionamento (derivado da desorganização do planejamento setorial e da expansão da oferta).

A expectativa de uma forte elevação de preços da energia de suprimento a ser recontratada com a redução dos “contratos iniciais” a partir de 2003 devido à equiparação esperada de preços da energia “velha” e energia “nova” só não ocorreu devido à crise energética e racionamento de 2001 - que, ao alterar hábitos e “derrubar” o consumo, fez surgir um excedente de oferta de energia e permitiu que essa recontratação fosse feita a preços não-explosivos.

As novas regras produzidas em 2004 pela nova administração federal (o “novo modelo” trazido pela Lei n<sup>o</sup> 10.838 e Decreto n<sup>o</sup> 5163), com realização dos leilões de “energia velha” no final de 2004, ensejaram a oferta de energia de suprimento a preços módicos, mas o esgotamento das sobras de energia proporcionadas pelos hábitos de racionalização e queda de consumo imposta pelo racionamento, a demora e dificuldades da execução de projetos associados aos novos aproveitamentos (inclusive pelo “hiato de

planejamento” e a complexidade envolvida no licenciamento ambiental), a questão estrutural de escassez de projetos hidráulicos de menor custo e maior tamanho, próximos aos “centros de carga” (consumo), vem impondo aceitação da participação de empreendimentos menores, e de fontes térmicas e de opções mais distantes que requerem fortes investimentos adicionais em transmissão, estão elevando os custos de suprimento de energia.

Assim, a tendência de encarecimento do novo suprimento, refletida no preço médio da energia a ser produzida, observado nos leilões, poderá se agravar nos próximos anos. É importante notar que, além dos problemas apresentados na reforma setorial, estamos vivendo em simultâneo uma transição do período da energia hidráulica barata e com aproveitamentos “abundantes” (iniciado na segunda metade dos anos 50 e cujo auge ocorreu na segunda metade dos anos 70), próximos aos centros de consumo, para uma etapa cujos contornos começam agora a ser observados, com uma mudança progressiva nas fontes de geração elétrica, mais distantes dos centros de consumo (o que impõe elevação dos custos de transmissão) e em regiões com maiores dificuldades e custos ambientais. Os impactos dessa mudança se farão sentir provavelmente com a pressão de preços da energia elétrica nos custos industriais e no custo de vida dos cidadãos.

As mudanças ocorridas tornam indispensável, para quem se preocupa com o desenvolvimento econômico, articular coerentemente mecanismos e instituições, para que a transição da etapa anterior sob “comando e controle” direto do Estado, para a etapa atual em que essa orientação se deve fazer por políticas públicas e mecanismos de regulação na presença de importantes agentes privados, permita recobrar os rumos desejados de progresso econômico e benefícios à sociedade.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) - Legislação, Resoluções, 'Notas Técnicas', 'Notas Técnicas Complementares' e 'Anexos' de Audiências Públicas das Revisões Tarifárias estão disponíveis em: [http:// www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA/SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – Anatomia da tarifa de energia elétrica – Apresentação do Superintendente de Regulação Econômica (César Antonio Gonçalves) ao Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GESEL/UFRJ), em 28/9/2005, disponível em <http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos.htm>

AMARAL FILHO, J.B.S. - Centralização e transferência de recursos no setor elétrico brasileiro: a Reserva Global de Reversão (RGR) e a Reserva Global de Garantia (RGG) Dissertação de Mestrado. IE/Unicamp, Campinas, 1991.

ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. - Regulatory reform – economic analysis and British experience, The MIT Press, 5<sup>th</sup> printing, 1999

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA - ABCE 70 anos de energia Fundação Energia e Saneamento, São Paulo, 2006.

AZEVEDO MARQUES NETO, F. - Agência reguladoras – instrumento de fortalecimento do Estado ed. Associação Brasileira das Agências de Regulação, São Paulo, 2003.

BALASSA, B.; BUENO, G.; SIMONSEN, M. H. e KUCZYNSKI, P.P. - Toward renewed economic growth in Latin America El Colegio de México – Fundação Getulio Vargas - Institute for International Economics; Mexico - Rio de Janeiro - Washington, 1986.

BERER, R. – O novo modelo do setor elétrico nacional: avaliação de seu funcionamento e proposições para seu aperfeiçoamento, Tese de mestrado em Engenharia de Produção/UFRJ, Rio de Janeiro, 2002.

BOUGHTON, J. M. - The silent revolution: the International Monetary Fund, 1979-1989 International Monetary Fund, Washington - DC, 2001.

BRASIL - Ministério de Minas e Energia/Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - Código de Águas, Brasília, 1980.

BRASIL - Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Energia - Workshop dos altos executivos do setor de energia elétrica sobre a reestruturação da indústria Brasília, 03 de dezembro de 1998

BREYER, S. - Regulation and its Reform, Harvard University Press, Cambridge, Mass. (USA), 1982.

BURATINI, R. - Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo, Tese de doutorado, Instituto de Economia – UNICAMP, Campinas, 2004.

CANO, W. – Soberania e política econômica na América Latina, ed. UNESP, S. Paulo, 2000

CARDOSO, F.H. - Discurso na solenidade de abertura do "Seminário sobre Concessões de serviços públicos", Palácio do Planalto, Brasília, 12 de abril de 1995. Disponível em (acesso 12/maio/2007): [http://www.ifhc.org.br/Upload/conteudo/95\\_1\\_49.pdf](http://www.ifhc.org.br/Upload/conteudo/95_1_49.pdf)

Congresso Nacional, Diário do Congresso Nacional, Brasília, DF - edição de 04 de fevereiro de 1993.

COOPERS & LYBRAND – Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro – Relatório consolidado – Etapa IV-1 – vol. 1 – Sumário Executivo, junho de 1997. Disponível em (acesso 10/4/2006):

[http://www.eletronbras.gov.br/downloads/EM\\_Atuaacao/relatorio\\_port/Estagio%20IV/Relatorio%20IV%20-%201/R-IV-1-V%20I.pdf](http://www.eletronbras.gov.br/downloads/EM_Atuaacao/relatorio_port/Estagio%20IV/Relatorio%20IV%20-%201/R-IV-1-V%20I.pdf) .

FEDERAL RESERVE BANK OF SAN FRANCISCO, FRBSF Weekly Letter, San Francisco, November 22, 1985.

GARFIELD, P.J. & LOVEJOY, W.F - Public Utility Economics ed. Prentice Hall, New Jersey, 1964.

GITMAN, L.J. - Princípios de Administração Financeira ed. Harbra, São Paulo, 1997.

GONÇALVES, C. A. - Anatomia da tarifa de energia elétrica no Brasil, apresentação feita ao GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico Brasileiro, Instituto de Economia/UFRJ, em 28/9/2005. Disponível em (acesso 12/junho/2007):

<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/eventos.htm>

HUNT, S. - Making competition work in electricity, Wiley & Sons, New York, USA, 2002.

HUNT, S. & SHUTTLEWORTH, G. - Competition and choice in electricity, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, England, 1996.

JUSTEN FILHO, M. - O direito das agências reguladoras independentes, ed. Dialética, São Paulo, 2002.

KAHN, A. E. - The economics of regulation - Principles and Institutions, The MIT Press, Cambridge, Mass., 1988, 2<sup>nd</sup>. edition (1<sup>st</sup> published 1970-71).

LESSA, C. - A estratégia de desenvolvimento 1974-1976: sonho e fracasso, ed. UNICAMP – Instituto de Economia, 2ª ed., Campinas, 1998.

LITTLECHILD, S. C. - Competitive bidding for a long-term electricity distribution contract, Working Paper n. 7, The Judge Institute of Management Studies, University of Cambridge, Cambridge (Mass.), 2001.

LITTLECHILD, S. C. - Privatisation, competition and regulation, The 29<sup>th</sup> Wincott Lecture delivered on 14th October 1999. Forward by Sir Geoffrey Owen. The Wincott Foundation, UK, 1999.

LIZARDO DE ARAUJO, J. – Programa de térmicas: solução ou problema ? , Folha de São Paulo, 03 de junho de 2000. Disponível em (acesso em 05/05/2007) <http://www.race.nuca.ie.ufrj/journal/oliveira1.doc>

LIZARDO DE ARAUJO, J. - A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise, *in* revista Nova Economia, Belo Horizonte, vol. 11, no. 1, julho 2001.

LOPREATO, F. L. C. - O endividamento dos governos estaduais nos anos 90, Textos para discussão nº. 94, Instituto de Economia/Unicamp, n. 94, Campinas, 2000.

MACIEL, Cláudio S. - Globalização, crise do padrão de financiamento da economia e reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro, Tese de doutorado, Instituto de Economia - Unicamp, Campinas, 1995.

MARX, K. - El Capital - Crítica de la Economía Política ed. Fuentes Cultural, Mexico, 1948.

MILL, J.S. - Princípios de Economia Política ed. Fondo de Cultura Economica, Mexico, 1943.

MILLÁN, J. - Entre el mercado y el Estado – Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, 2006.

NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITIES COMMISSIONERS (NARUC) - Performance based regulation for distribution utilities, dezembro/2000. Disponível em (acesso 10/09/2005) <http://www.naruc.org/>.

NEWBERY, D.M. - Privatization, restructuring and regulation of network utilities, The MIT Press, Cambridge, Mass., 3<sup>rd</sup> printing, 2001.

OLIVEIRA, J.K. - Diretrizes Gerais do Plano Nacional de Desenvolvimento, ed. Livraria Oscar Nicolai, Belo Horizonte, 1955.

PAIXÃO, L. E. - Memórias do Projeto RE-SEB – A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro, ed. Massao Ohno, São Paulo, 2000.

PANORAMA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL (coordenador Paulo B. B. Cachapuz) - Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, Rio de Janeiro, 2006.

PEANO, C. de R. - Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL, Dissertação de mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia/USP, São Paulo, 2005.

PEREIRA, E. A. – *“Regulação e mercado”*, in Regulação Jurídica do setor elétrico (coord. Elena Landau), ed. Lumen Juris, Rio de Janeiro, 2006.

PIRES, J.C.L - Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro, Textos para discussão nº 76 - BNDES, Rio de Janeiro, março de 2000.

RELATÓRIO DA COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DE ENERGIA, Brasília, 21 de julho de 2001

RICARDO, D. - Princípios de Economia Política e Tributação, ed. Fund. Calouste Gulbenkian Lisboa, 1983, 3<sup>a</sup> ed.

ROCKFELLER, D. - Memórias, ed. Rocco, Rio de Janeiro, 2003.

ROSS, S.; WESTERFIELD, R.W. e JAFFE, J.F. - Administração Financeira ed. Atlas, São Paulo, 1995.

SAUER, I.L.; MERCEDES, S.S.P.; KIRCHNER, C.A.R.; VIEIRA, J.P. e JUHAS, J.L. – Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, in “A reconstrução do setor elétrico brasileiro” ed. UFMS, Campo Grande e ed. Paz e Terra, São Paulo, 2003.

SCHUMPETER, J.A. - Teoria del Desenvolvimiento Económico – una investigación sobre ganancias, capital, crédito, interés y el ciclo económico, ed. Fondo de Cultura Economica, México, 1944.

STIGLITZ, J.E. - Globalization and its discontents, Penguin Books, London, 2002.

STOFT, S. Power systems economics - designing markets for electricity, Wiley-Interscience, New York, 2002.

TERRY, L.A. - *“Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro”*, in A reconstrução do setor elétrico brasileiro, ed. UFMS e Paz e Terra, Campo Grande e São Paulo, 2003.

TENDLER, J. - Electric power in Brazil - entrepreneurship in the public sector, Harvard University Press, Cambridge, Mass., 1968.

TRAIN, K. - Optimal regulation - the economic theory of natural monopoly, The MIT Press, Cambridge (Mass.), 3<sup>rd</sup> printing, 1994.

VALDÉS, J. G. - Pinochet's economists: the Chicago School in Chile (Historical perspectives on modern economics), Press Syndicate of the University of Cambridge, Cambridge University Press, 1995, Digital printing 2003.

VALLADÃO, A. - *"Exposição de Motivos ao Anteprojeto do Código de Águas"* in Código de Águas, volume I, Ministério de Minas e Energia/Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, Brasília, 1980.

VIEIRA, J. P. - Energia elétrica como anti-mercadoria e sua metamorfose no Brasil: a reestruturação do setor e as revisões tarifárias, Tese de doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia/USP, São Paulo, 2005.

VINHAES, E. - Estrutura de governança e comportamento estratégico em sistemas elétricos reestruturados: uma abordagem institucional do poder de mercado na indústria de energia elétrica brasileira, Tese de Doutorado, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção/UFSC, Florianópolis, 2003.

VISCUSI, W.K.; VERNON, J.M.; HARRINGTON Jr., J.E. - Economics of regulation and antitrust, The MIT Press, Cambridge (Mass), 2<sup>nd</sup> edition 1995, 2<sup>nd</sup> printing 1996.

WALL STREET JOURNAL, Californians will pay dearly for PURPA power, 31 march 1987, pág. 37, disponível em (acesso em 15/05/2007) <http://www.fortfreedom.org> .

WILLIAMSON, J. - *"What Washington means by policy reform"*, in Latin American adjustment: how much has happened ? , Washington, Institute for International Economics, 1990. Disponível em (acesso em 15/06/2007): <http://www.iie.com/publications/papers/paper.cfm?ResearchID=486>

WILLIAMSON, J. - A short history of the Washington Consensus. Paper commissioned by Fundación CIDOB for a conference "From Washington Consensus towards a new Global

Governance”, Barcelona, September 24-25, 2004. Disponível em (acesso 15/06/2007):

<http://www.iie.com/publications/papers/williamson0904-2.pdf>

WOOLF, T. & MICHALS, J. – Performance-based ratemaking: opportunities and risks in a competitive electricity industry, The Electricity Journal, Vol. 8, Issue 8, Elsevier, USA. October 1995.

WORLD BANK (Latin American and the Caribbean Technical Department, Regional Studies Program, Infrastructure & Energy Division) & LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION (OLADE), The Evolution, Situation, and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries, Report Nº 7, Volumes I e II, World Bank, August 1991.

WORLD BANK - Latin American and the Caribbean Technical Department, Regional Studies Program. The power sector in LAC: current status and evolving issues by MOSCOTE, R.A.; MAIA, S.B. e VIETTI, J.L. - Report n. 35, World Bank, June 1995.