

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**UMA ANÁLISE DO NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO  
PROPOSTO NO ANO DE 2003**

---

Eduardo de Britto Pereira Azevedo  
Nº de matrícula: 0014969-8

Orientador: Marina Figueira de Mello

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

Dezembro de 2003

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

Agradeço à professora Marina Figueira de Mello, minha orientadora, pela atenção e tempo dispensados me auxiliando na elaboração do trabalho.

## ÍNDICE:

I – A NECESSIDADE DE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO .....	6
I.1 - Formas de Prestação do Serviço .....	6
I.1.1 – Utilização de uma Empresa Privada .....	7
I.1.2 - Utilização de Uma Empresa Estatal .....	8
I.1.3 – Diferenças Fundamentais Entre a Utilização de Empresas Públicas ou Estatais .....	9
I.2 – O Caso Brasileiro .....	11
II – O MODELO DO GOVERNO FHC E O RACIONAMENTO DE ENERGIA .....	14
II.1 – Causas do Racionamento .....	14
II.2 – O Que e Porque o Modelo Não Funcionou .....	18
III - A NOVA PROPOSTA DE MODELO INSTITUCIONAL PARA O SETOR ELÉTRICO .....	22
III.1 – Princípios Básicos do Modelo Proposto .....	22
III.2 - Bases do Modelo Institucional Pressuposto .....	23
III.2.1 - Aspectos Gerais .....	23
III.2.2 - Planejamento a Expansão do Setor Elétrico .....	24
III.2.3 - Licitação .....	24
III.2.4 - Contratação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica .....	25
III.2.5 - Reserva de Energia .....	26
III.2.6 - Financiamento da Expansão .....	26
III.2.7 - Distribuidores .....	27
III.2.8 - Consumidores Livres .....	28
III.2.9 - Produtores Independentes .....	28
III.2.10 - Geração Termelétrica .....	28
III.2.11 - Transmissores .....	29
III.2.12 - Comercializadores .....	30
III.2.13 - Energias Renováveis .....	30
III.3 - O Tratamento dos Sistemas Isolados .....	31
IV - UMA ANÁLISE DOS PRINCIPAIS PONTOS DO NOVO MODELO PROPOSTO .....	32
IV.1 - Divisão de Atribuições da ANEEL e MME .....	32
IV.2 – O ambiente de Pool .....	34
IV.2.1 – Um Estudo Sobre os Custos Políticos da Implantação do Pool .....	37
IV.3 – A Utilização de um Índice Específico para o Setor .....	40
IV.4 – O Papel da Eletrobrás .....	41
IV.5 - A Proibição da Auto Contratação de Energia .....	42
IV.6 – O Processo de Licitação .....	43
V – CONCLUSÃO SOBRE A ADEQUAÇÃO DO MODELO .....	47
BIBLIOGRAFIA .....	51

## **Índice de Tabelas**

### GRÁFICOS:

#### CAPITULO II) O MODELO DO GOVERNO FHC E O RACIONAMENTO DE ENERGIA

Gráfico 2.1 – Nível dos Reservatórios 97-2001

Gráfico 2.2 – Investimentos no Setor Elétrico

Gráfico 2.3 – Evolução do Consumo X Capacidade Instalada

#### CAPÍTULO IV) UMA ANÁLISE DOS PRINCIPAIS PONTOS DO MODELO PROPOSTO

Gráfico 4.1 – Custo de Produção de Energia por Usina

### TABELAS:

#### CAPÍTULO 4 ) UMA ANÁLISE DOS PRINCIPAIS PONTOS DO MODELO PROPOSTO

Tabela 4.1 – Tabela de Custos

## **I – A NECESSIDADE DE REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

A energia é um bem essencial para o funcionamento de qualquer sociedade. Sem ela, torna-se praticamente impossível a realização de qualquer atividade, seja ela produtiva ou até mesmo recreativa. Logo, a escassez de um bem como esse causa à sociedade uma série de prejuízos incalculáveis, fazendo com que o bom desenvolvimento do setor elétrico se torne um dos principais objetivos de qualquer governo.

### **I.1 - Formas de Prestação do Serviço**

O setor elétrico apresenta predominantemente características de monopólio natural. Portanto, devem ser tomadas medidas por parte do governo para que as empresas atuantes neste segmento não se utilizem de seu poder de mercado. O objetivo é o de assegurar à toda população o acesso a esse bem, fazendo com que o mesmo seja produzido de forma eficiente e a preços socialmente desejáveis.

Basicamente, existem três maneiras distintas de se abordar a questão, visando minimizar os problemas gerados pelo fato do setor apresentar características de monopólio natural.

Uma das maneiras é a utilização de uma empresa estatal para a prestação do serviço. As outras duas maneiras envolvem a utilização de uma empresa privada, sendo uma delas através de um monopólio privado regulado e a outra através de um leilão pelo monopólio. Existem vantagens e desvantagens relacionadas a cada uma das formas, sendo que ao redor do mundo podemos observar os três diferentes tipos, dependendo do país para o qual estamos olhando.

A diferença básica que temos que ter em mente na hora da decisão sobre que tipo de modelo iremos usar é o de que empresas estatais e privadas têm objetivos diferentes. No caso de uma empresa estatal, sua principal meta é a maximização do bem estar social. Já no caso de

uma empresa privada, esta meta passa a ser a maximização do lucro, sendo que esta irá agir de forma diferente dependendo do tipo de regulação a qual terá de obedecer.

### I.1.1 – Utilização de uma Empresa Privada

No caso de utilização de uma empresa privada alguns problemas devem ser enfrentados para uma produção eficiente do bem. Primeiramente, os detentores do capital da empresa não são os administradores da mesma. Ou seja, os acionistas da empresa não são os seus executivos. Isso faz com que surja um conflito de interesses que possa ser prejudicial à eficiência produtiva, já que os objetivos de ambos são significativamente diferentes.

O acionista deseja o maior lucro possível que a empresa possa gerar. Isto porque quanto mais a empresa estiver lucrando, mais estará valendo a sua ação na bolsa de valores e, logo, maior será a riqueza de seu detentor.

Já no caso do executivo, este deseja maximizar sua renda e seu bem estar. Ou seja, procura obter o maior salário possível, combinado com o mínimo de esforço. Quer trabalhar pouco e ganhar muito.

Relacionado a isto está o problema da assimetria informacional. Os acionistas não tem a exata noção sobre quanto os executivos estão se empenhando na obtenção do lucro da empresa, além de não conhecer exatamente quais são as ações que estão sendo tomadas para a obtenção do mesmo.

O que ocorre então é que os acionistas não conseguem controlar perfeitamente a remuneração dos administradores e precisam dar incentivos para que estes ajam de acordo com seus interesses. Para isso, utilizam-se de diversos meios de acordo com a política da empresa, como por exemplo oferecer ao executivo participação nos lucros, entre outras coisas.

Porém, existe algo que age em favor do acionista. E este algo é o mercado. O preço das ações dá uma espécie de sinal ao seu detentor sobre a qualidade da gestão de seus administradores. Se a ação está se desvalorizando muito, isto pode ser um sinal de que os executivos não estão trabalhando bem e o acionista tem como observar isso. Além disso, há o risco de take-over, ou seja, a mudança do controle acionário da firma. Ambos os fatores agem em favor do acionista, pois reduzem a assimetria informacional.

Um outro fator que beneficia o detentor do capital é o risco de falência. Isso porque se o administradores trabalham mal a ponto de falir a empresa, eles próprios saem fortemente prejudicados, pois perderão os seus valiosos empregos.

Além disso, como já citado anteriormente, deve-se levar em conta que a empresa privada agirá de forma diferente dependendo do tipo de regulação ao qual será obrigada a obedecer.

### I.1.2 - Utilização de Uma Empresa Estatal

Já no caso da utilização de uma empresa estatal, os problemas enfrentados são bastante diferentes. Primeiramente, como já citado, o principal objetivo de uma empresa estatal não é a maximização dos lucros, mas sim a maximização do bem estar social.

Além disso, os detentores da empresa estatal são o próprio povo e os administradores são escolhidos pelos governantes eleitos por eles mesmos. Ou seja, agora os administradores continuam querendo maximizar seu bem estar, porém têm que prestar conta das suas ações não apenas à alguns acionistas, mas sim a toda a população correspondente a jurisdição aonde o serviço é prestado e os impostos cobrados.

O problema de assimetria informacional nesse caso se torna ainda maior do que no caso anterior. Isso porque mecanismos que atuavam em benefício dos detentores de capital passam a não existir mais.

Uma empresa estatal não corre risco de falência. Logo, o incentivo à qualidade do trabalho que existe na empresa privada oriundo do risco do executivo perder seu emprego no caso da firma vir a falir não pode ser observado. Além disso, numa empresa estatal não existe o risco de take-over.

Porém, o mercado ainda pode atuar de forma há reduzir essa assimetria. Isto porque, assim como no caso das empresas privadas, as empresas estatais também podem ter ações negociadas em bolsa, fazendo com que seu preço ajude à população a perceber a qualidade de gestão da mesma. Mesmo assim, esse mecanismo não tem tanta eficiência como no primeiro caso. Isso porque as empresas estatais tem fácil acesso ao crédito por não possuir perigo de falência, fazendo com que possam atingir, sem maiores problemas, altos níveis de endividamento.

Portanto, vemos que a população fica mais dependente de seus administradores do que os acionistas no caso de uma empresa privada. Torna-se ainda mais difícil o controle das atividades dos executivos. Praticamente a única forma que o povo tem para fazer isso é através do seu voto, o que é muito restrito e ineficiente.

Podemos reparar que existem diferenças fundamentais dependendo do tipo de empresa da qual nos utilizaremos para a prestação do serviço, e é sobre isso que trataremos a seguir.

### I.1.3 – Diferenças Fundamentais Entre a Utilização de Empresas Públicas ou Estatais

Como citado anteriormente, existem diferenças fundamentais entre a utilização de empresas privadas ou públicas. A primeira delas já advém do fato de que os objetivos são diferentes nos dois casos, sendo que no caso da empresa privada este é mais facilmente observável. Sem dúvida, é uma tarefa muito mais simples observar o lucro de uma firma do que observar o bem estar social gerado por ela.

Isso faz com que se gere uma relativa ineficiência produtiva na firma estatal em relação à privada, já que os detentores do capital da segunda passam a ter um controle maior das atitudes de seus executivos do que os da primeira.

Uma outra diferença relevante reside no fato de que os administradores públicos devem ter como um de seus objetivos a maximização de seu suporte político. Ou seja, ele quer obter o máximo de votos que conseguir, pois, como citado anteriormente, esta é a forma que o povo tem de sinalizar o quanto o seu trabalho o está agradando.

Porém, diferentemente do caso dos executivos das empresas privadas, estes não agradam os donos apenas através da maximização de lucro. O povo, além de querer uma firma eficiente, que necessite de menos subsídios e conseqüentemente pagamentos de menos impostos, também ficará mais satisfeito o quanto menos estiver pagando pela energia consumida. Então, o executivo público encontra-se em uma situação ambígua. Por uma lado, ele deve satisfazer o povo como consumidor, cobrando pela energia ofertada preços baixos. Por outro lado, ele deve agradar o povo como detentor do capital da empresa, fazendo com que esta tenha uma boa rentabilidade, para que necessite de menos subsídios do governo e conseqüentemente menos impostos para a população. E isso implica em cobrar preços mais altos.

De acordo com estudos feitos pelo economista Sam Peltzman, professor da Universidade de Chicago, o resultado da possível contradição citada acima acaba sendo o maior benefício da população no papel de consumidora, com os preços cobrados pelas empresas públicas sendo mais baixos do que os observados no caso das particulares<sup>1</sup>.

Outra grande diferença facilmente observada entre os dois tipos de empresas é que, no caso de uma firma privada, ocorre uma discriminação de preços em escala muito mais elevada.

---

<sup>1</sup> Estudo publicado em Peltzman, Sam, "Pricing in Public and Private Enterprises: Electric Utilities in the United States", *Journal of Law and Economics* 14 (Abril 1971): 109-47.

As empresas públicas tendem a não se utilizar, ou utilizar de forma muito sutil, tal prática. Isto porque, por razões ideológicas, empresas estatais devem tratar de forma homogênea todos os cidadãos.

Este fato acaba atribuindo a empresa privada mais uma vantagem na prestação do serviço. Isso porque a discriminação de preços acaba gerando uma maior eficiência alocativa, que acaba por gerar um maior bem estar social. Isso advém do fato de que o consumidor pode observar de forma correta os sinais dos reais custos de cada serviço.

Resumindo, acabamos concluindo que as empresas públicas normalmente cobram um menor preço pelo serviço, obtém lucros menores e praticam discriminação de preços em um grau muito mais baixo.

Porém, até hoje existem controvérsias sobre qual destes modelos seria o mais adequado e eficiente. Se por um lado as empresas públicas geram menores tarifas, por outro tem uma produção menos eficiente e acabam distorcendo o custo de fornecimento do bem. Cabe aos governantes de cada país analisar o seu caso e decidir qual a melhor política a ser adotada. Nas últimas décadas, com a maior difusão e aceitação dos ideais neo-liberais, aumentou significativamente a parcela de empresas privadas no setor elétrico, com o papel do Estado sendo revisto e centralizado em outros setores da sociedade.

Vale ressaltar que, além dos motivos econômicos envolvidos em uma decisão como essas, existem também motivos ideológicos. Por exemplo, em uma sociedade socialista como a de Cuba se torna inviável a presença do capital privado neste tipo de setor.

## **I.2 – O Caso Brasileiro**

Antes da década de noventa, o Brasil se utilizava quase que por completo de empresas estatais para o fornecimento de energia à população. Para se ter uma idéia, no início da década de 90, apenas 0,1% das atividades do setor eram exploradas por agentes privados. Porém, a partir deste momento, constatando a dificuldade que seria encontrada pela União em expandir a oferta de energia com recursos próprios, dado o alto nível de endividamento do governo e as exigências decorrentes do acordo com o FMI, tornou-se mais óbvia a necessidade da atração do investimento privado para essa área. Obviamente, como pudemos observar no capítulo anterior, junto com a entrada dos agentes privados surge a necessidade de implantação de um arcabouço regulatório, que vise controlar as atividades dessas novas empresas no setor.

A entrada destes novos personagens na área foi feita através de um programa de privatização, que, diga-se de passagem, até hoje é criticado por muitos e apontado como uma das grandes causas do racionamento citado anteriormente. Dessa forma, procurou-se introduzir a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia. Já nos segmentos de transmissão e distribuição, em se tratando de um monopólio natural, a necessidade de regulação se tornou ainda maior com o novo cenário. Foi implementado, no governo FHC, um modelo baseado em um regulador forte e autônomo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); um operador independente, o Operador Nacional do Sistema (ONS); e um ambiente negocial, o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Porém, como se pode observar com a crise energética do ano de 2001, isso não foi suficiente para que os investimentos na expansão da oferta de energia acompanhassem o crescimento da demanda, surgindo a necessidade do programa de racionamento nesse mesmo ano.

Nosso objetivo neste trabalho é analisar a viabilidade da nova proposta do modelo de setor elétrico do governo atual. Para isso, estudaremos os princípios básicos necessários para que um modelo regulatório obtenha êxito em sua tarefa de fornecer adequadamente energia à população.

Dado isso, dedicaremos um capítulo deste estudo a análise do fracasso do modelo regulatório do Governo FHC, destacando o que não deu certo e porque não deu certo. Isso será de grande ajuda na tarefa de definir quais erros não devem ser cometidos novamente e o que deve ser mudado.

A seguir nos utilizaremos de um capítulo para explicar os princípios básicos do novo modelo, para depois podermos fazer as críticas necessárias e pertinentes, a fim de chegar a uma conclusão sobre a adequação deste novo modelo ao atual cenário da economia brasileira.

## **II – O MODELO DO GOVERNO FHC E O RACIONAMENTO DE ENERGIA**

### **II.1 – Causas do Racionamento**

A crise energética pela qual passou o Brasil em 2001, ano do racionamento de energia, serviu para trazer à tona a necessidade que existe de haver uma regulação eficiente para o bom desenvolvimento deste setor. O racionamento gerou diversos impactos negativos para o Brasil, com o encolhimento da produção industrial, a conseqüente redução do crescimento do PIB e o aumento das tarifas para a população.

No Brasil, mais de 80% da geração de energia é feita através de usinas hidroelétricas, as quais tem seu funcionamento comprometido pelo volume de água existente nos rios em que são instaladas. O volume de água nos rios, por sua vez, é totalmente dependente do regime de chuvas da região na qual se situa. Então, para diminuir a dependência da capacidade de geração energética do país da quantidade de chuvas, foram construídos imensos reservatórios de água, capazes de armazenar grandes volumes por períodos prolongados de tempo. Desse modo, torna-se possível a produção de energia elétrica mesmo em períodos de seca, utilizando-se a água armazenada nos reservatórios, e, conseqüentemente, diminuindo a dependência do sistema ao regime pluviométrico.

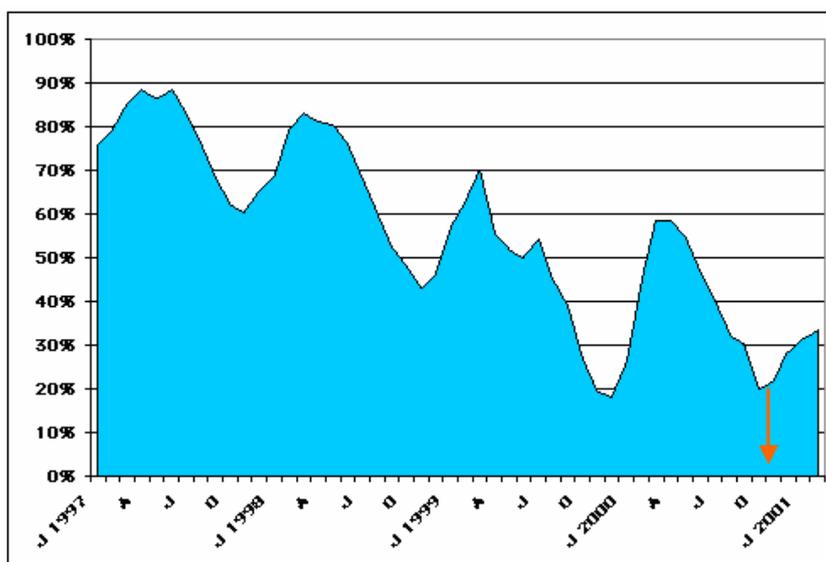
O governo anterior apontou como causa do racionamento de energia a escassez de chuvas enfrentada pelo Brasil no final dos anos 90. Como choveu muito pouco, o nível dos reservatórios foi diminuindo cada vez mais, até se chegar ao estado crítico da necessidade de se adotar o programa.

Porém, as evidências mostram que o problema reside em algo muito mais complexo e preocupante do que o motivo apontado pelo governo. O que ocorreu, na realidade, foi a falta de investimentos na expansão do setor, como demonstraremos no decorrer deste capítulo.

A existência de enormes reservatórios, como citado anteriormente, permite que a demanda por energia seja abastecida por vários anos, mesmo que estes sejam anos de baixos índices pluviométricos. Isso fica evidenciado pelo fato de que já passamos por vários períodos de seca, sem que houvesse a necessidade de racionamento.

A nota técnica da ONS-DPP 059/1999, apresentada no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, mostra que o governo já teria condição de prever facilmente o ocorrido em 2001. Em um determinado momento de 1999, o nível médio dos reservatórios do país estava abaixo de 20%, apontando para uma probabilidade de racionamento de 14%. Em um sistema como o nosso, qualquer probabilidade acima de 5% já é apontada como uma situação de necessidade de expansão do setor, o que acabou não ocorrendo. O gráfico abaixo, mostra o nível de armazenamento dos reservatórios brasileiros de 97 a 2001, ano da crise.

Gráfico 2.1 – Nível dos Reservatórios 97-01



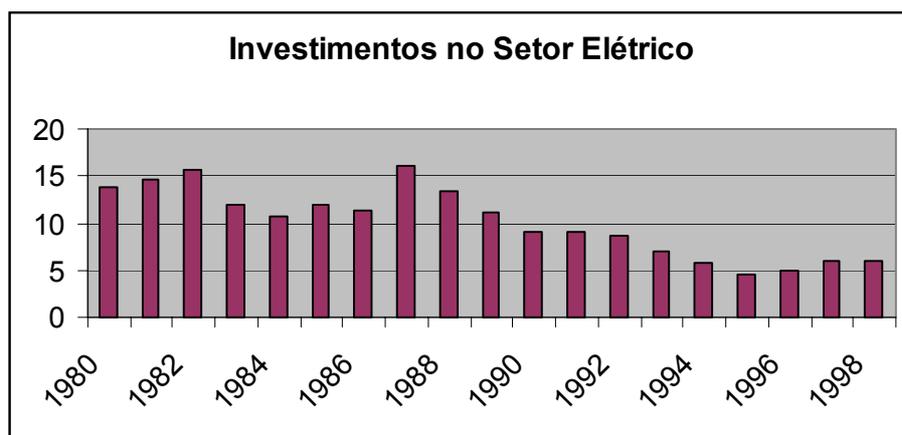
Fonte: ONS

Outro fato que aponta para a falta de investimentos na expansão do setor como causa do problema são as projeções realizadas pelo Plano Decenal de Expansão (98 – 2007). O crescimento da demanda foi muito bem antecipado pelo modelo, com a obtenção de diferenças mínimas entre a demanda estimada e a observada. Porém, o grande equívoco do plano estava na previsão das obras a serem realizadas.

O nível de armazenamento em 2001 era de 32%. Se somarmos o atraso geral das obras planejadas com a não realização de outras, poderíamos alcançar um nível adicional de 41% de armazenamento, como projetava o plano. Se somarmos isso aos 32% observados, obteríamos algo em torno de 73%. E isso já seria mais do que suficiente para acabar com qualquer necessidade de racionamento.

Uma análise dos dados sobre os investimentos no setor elétrico durante a década de 90 nos deixa mais seguros sobre a afirmação de que estes foram insuficientes. Os investimentos em energia caíram da década de 80 para a década de 90. Podemos observar isso claramente através do gráfico apresentado por Ivo Pugnoli, ex-engenheiro da COPEL, no seminário realizado na COPPE no ano de 2001:

Gráfico 2.2 – Investimentos no Setor Elétrico

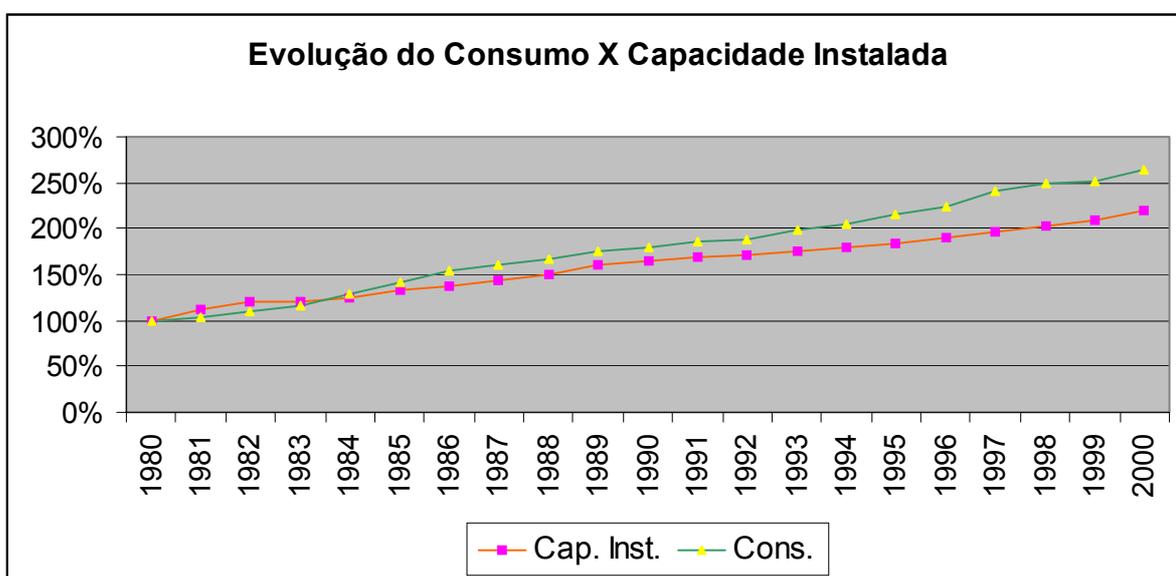


Fonte: Ivo Pugnali, 2001 (Seminário da Copel)

Como se pode notar, os investimentos caíram de valores como US\$ 13,9 bilhões em 1980 para US\$ 4,5 bilhões em 1995, ou US\$ 6 bilhões em 1998.

Para verificarmos ainda melhor a falta de investimentos, vamos comparar os crescimentos do consumo e da capacidade instalada, durante o período estudado. Segundo dados de um trabalho do Ilumina em cooperação com o IVIG-COOPE, o crescimento da demanda foi de 170% nesse intervalo de tempo, enquanto o aumento da capacidade instalada foi de apenas 120%, o que nos mostra uma grande diferença entre os dois. Isso pode ser melhor observado no gráfico abaixo, que mostra exatamente a evolução do consumo X capacidade instalada, tomando o índice 100 como referência em 1980:

Gráfico 2.3 – Evolução do Consumo X Capacidade Instalada



Fonte: Ilumina, 2001

## **II.2 – O Que e Porque o Modelo Não Funcionou**

Como já citado na sessão anterior, o principal problema pelo qual passou o setor energético brasileiro foi a falta de investimento em sua expansão, que fez com que a capacidade de oferta de energia não acompanhasse o aumento do consumo.

Durante os anos 90, constatando a dificuldade que seria encontrada pela União em expandir a oferta de energia com recursos próprios, tornou-se mais óbvia a necessidade da atração do investimento privado para essa área.

A solução encontrada pelo Estado foi a adoção de um grande programa de privatização, que teria como objetivo a introdução da competição no setores de geração e comercialização, além do estímulo a eficiência produtiva e a coerência nos preços através da regulação dos segmentos de monopólio natural. Desse modo surgiu a necessidade de implantação de um novo modelo institucional para o setor, que foi sendo desenvolvido paralelamente com a privatização das empresas estatais.

Em 1997 foi criada a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), um regulador forte e autônomo, que visava dar maior segurança aos investidores privados em relação justamente à regulação do setor.

Uma das principais características desse novo modelo foi a desverticalização das grandes empresas. O objetivo era facilitar a compra das mesmas por parte dos investidores, visto que o investimento inicial seria menor, e evitar a consolidação de monopólios verticais. Além disso, visava-se incentivar a criação de um modelo competitivo nos segmentos de geração e comercialização, o que não seria possível no caso de uma empresa controlar várias etapas da produção.

Outra iniciativa foi a criação do MAE (Mercado Atacadista de Energia) para que o controle de preços saísse do âmbito do governo, passando a ser controlado pelas regras do

mercado. Hoje boa parte da energia comercializada no Brasil tem seus preços ainda controlados pelo governo. A dinâmica do MAE funcionaria da seguinte maneira : quando a oferta estivesse em um ponto de escassez, de maneira que os preços sofressem uma elevação, as usinas se sentiriam incentivadas a construir mais capacidade, visto que os preços estão mais atrativos. Naturalmente, com a construção de novas usinas os preços tenderiam a voltar para o ponto original.

O MAE se responsabiliza pela administração e liquidação financeira dos contratos bilaterais de longo prazo de compra e venda de energia entre os agentes do setor. Além disso, funcionaria dentro do MAE um mercado spot aonde seriam realizadas contratações de energia de curto prazo. Neste tipo de contrato, o preço da energia negociada sinalizaria o custo marginal de produção da mesma.

Outros pontos fundamentais do modelo foram o incentivo aos contratos bilaterais de compra de energia e o estabelecimento de contratos iniciais, que teriam duração até o ano de 2006. O primeiro objetivava a viabilização dos financiamentos por projetos e o segundo a garantia de compra de energia das empresas geradoras estatais por um determinado período de tempo.

Com todas essas medidas, o governo esperava que a oferta de energia estivesse garantida sem a necessidade de financiamento do Estado, que teria seu papel restrito apenas em orientar o investimento privado.

Porém, como sabemos, isto não foi suficiente para evitar a crise energética pela qual o Brasil passou. Isso porque mecanismos fundamentais do sistema acabaram não funcionando da maneira como se esperava.

Primeiramente, podemos dizer que o programa de privatização foi concebido em um ambiente conturbado. Para conseguir atrair o capital privado para o segmento de geração de energia, o governo viu-se no dever de privatizar o setor de distribuição, já que julgava que não

agradaria ao investidor privado ter que vender sua energia produzida para uma empresa estatal.

Desse modo, as empresas estatais foram vendidas antes mesmo que fosse estabelecido um aparato regulador para todo o sistema. Foi como se as regras fossem definidas durante o desenrolar do jogo. Para um responsável processo de transição de um sistema estatal para um sistema privado, dado que energia é um bem essencial, ou seja, sujeito a aumentos extraordinários de preço no caso de escassez, seria essencial a criação prévia de um órgão regulador, com ordenação legal para regulamentar todas as ações do setor, o que não foi feito. As privatizações iniciaram-se sem que todo o embasamento jurídico e econômico estivesse pronto.

Os investimentos privados foram afastados pela falta de uma definição completa do marco regulatório. Sempre que não houver uma regra bem definida isso será enxergado pelo mercado como um risco muito alto a se correr. No caso brasileiro, este fator ainda se somou as elevadíssimas taxas de juros praticadas pelo país, tornando-se uma combinação muito pouco atraente para o agente privado.

Os grandes projetos hidroelétricos foram abandonados. O alto endividamento da União, como já citado anteriormente, não permitiu que fossem alocados recursos estatais neste tipo de geração, já que a construção de uma usina hidroelétrica necessita de um enorme dispêndio financeiro. Além disso, existem fatores que fazem com que o capital privado não combine com esse tipo de investimento. O prazo da obra é muito dilatado, girando em torno de dez anos. O investimento inicial necessário é muito alto, como já citado anteriormente. E além disso, uma obra como essa gera diversos impactos ambientais que inviabilizam do agente privado ser o seu promotor. Há uma necessidade de alagamento de áreas imensas, envolvendo uma enorme quantidade de licenças que só o governo é capaz de conseguir.

Outro grande problema ocorrido foi o não funcionamento do MAE. Praticamente não ocorreram as devidas liquidações financeiras dos contratos por ele administrados, gerando um grande desconforto entre os agentes envolvidos. Para se ter uma melhor visão sobre o

ocorrido, basta constatar que até o meio do ano de 2002 não havia sido liquidado praticamente nenhum contrato negociado neste ambiente. No final do ano de 2002, após grande esforço, conseguiu-se fazer a liquidação de algo em torno de 50% dos contratos, o que foi encarado como uma vitória devido a situação em que o mercado se encontrava. Um dos grandes motivos para a ocorrência de tal fato foi a disparada dos preços da energia devido ao racionamento, gerando grandes entraves e controvérsias entre os agentes envolvidos na comercialização de energia.

Além disso, não vigorou uma regra fundamental para o bom andamento de qualquer mercado, que seria a do preço da energia contratada corresponder ao seu custo marginal, sinalizando aos agentes qual seria exatamente o custo de produção da contratação de uma unidade a mais de energia. Na verdade, a própria formulação da Reforma do Setor Elétrico subestimou o fato do sistema brasileiro de geração ser bastante peculiar, basicamente hidrelétrico, aonde o cálculo dos preços devem considerar um horizonte de longo prazo, o que não ocorre em um sistema de base termelétrica, que projeta apenas o curto prazo.

Agora que já sabemos as principais causas que levaram ao insucesso do antigo modelo do setor, podemos passar a tarefa de destacar os principais pontos e objetivos do novo modelo, afim de conhece-lo melhor para podermos efetuar as críticas necessárias. Vale ressaltar que as informações contidas no próximo capítulo não possuem nenhuma opinião pessoal e apenas retratam os princípios básicos contidos no documento apresentado pelo MME.

### **III - A NOVA PROPOSTA DE MODELO INSTITUCIONAL PARA O SETOR ELÉTRICO**

#### **III.1 – Princípios Básicos do Modelo Proposto**

- **Prevalência do Conceito de Serviço Público**

A produção de energia deve ser realizada por concessionários de serviço público.

- **Modicidade Tarifária**

Um mecanismo que concorre para a modicidade tarifária é a competição proporcionada pela licitação para a concessão de serviços, em particular da geração e da transmissão.

Outra iniciativa que ajuda a garantir a modicidade tarifária é restaurar o planejamento da expansão do sistema, em caráter determinativo, sujeitando-se à contestação pública.

- **Mitigação dos Riscos Sistêmicos**

Para os investidores, a minimização dos riscos de remuneração dos investimentos torna o setor mais atrativo, principalmente se considerarmos que o setor elétrico é capital intensivo. Minimizados tais riscos e aumentada a atratividade dos investimentos, reduz-se, na outra ponta, a possibilidade de falta de energia para o consumidor. A idéia é aplicar à geração os mesmos conceitos hoje aplicados aos serviços de transmissão, ou seja, assegurar receita adequada pelo prazo de concessão.

- **Universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade.**

Deve-se levar em conta que não se conseguirá atingir esse objetivo através apenas de recursos dos consumidores e investimento dos distribuidores, no atual contexto em que o

mercado se encontra. Logo torna-se necessário o contemplamento deste através de um eficiente arranjo institucional do setor elétrico.

- **Transparência - Contestação Pública.**

Ampla divulgação das informações básicas consideradas, visando uma maior compreensão por parte dos agentes envolvidos, permitindo desse modo sua contestação e participação na consolidação do novo modelo.

## **III.2 - Bases do Modelo Institucional Pressuposto**

### III.2.1 - Aspectos Gerais

Os principais agentes atuantes serão o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), responsável pela homologação da política energética; o Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pela formulação e implementação de políticas para o setor e exercício do poder concedente; a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tratará da medição, regulação e fiscalização do sistema; a Fundação de Estudos e Planejamento Energético (FEPE), que executará os estudos de planejamento energético; o Administrador dos Contratos de Energia Elétrica (ACEE), que administrará a contratação das instalações de geração e liquidará as diferenças contratuais de todos os agentes do sistema; o Operador Nacional do Sistema (ONS), que fará a operação integrada e centralizada do sistema elétrico interligado e administrará a contratação das instalações de transmissão; o Operador dos Sistemas Elétricos Isolados (OSI), que coordenará os sistemas elétricos isolados; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), fazendo o monitoramento das condições de atendimento; e, finalmente, a Eletrobrás, que terá a responsabilidade de exercício da função de holding das empresas estatais federais, a comercialização de energia de Itaipú, a coordenação do OSI e o financiamento suplementar da expansão do setor.

### III.2.2 - Planejamento a Expansão do Setor Elétrico

De forma geral, no que tange à organização das atividades setoriais, a distribuição deverá estar segregada empresarialmente da geração e da transmissão. As duas últimas poderão estar verticalmente integradas, desde que a contabilização e a apropriação dos custos dessas atividades sejam inteiramente separadas.

### III.2.3 - Licitação

A competição dar-se-á de duas maneiras:

- Por meio de licitação dos empreendimentos individualizados; e
- Por meio de licitação de parcela do consumo previsto de energia elétrica

No primeiro caso, a proposta vencedora será aquela que requerer a menor receita para o empreendedor, observando um teto de receita estabelecido pelo ACEE (Administrador dos Contratos de Energia Elétrica).

No segundo caso, as propostas vencedoras serão aquelas que combinem os empreendimentos oferecidos pelo proponente que atendam ao mercado com a menor receita requerida. Neste caso, serão adotados como referência para cálculo da máxima receita requerida, os custos de energia indicados nos estudos de planejamento para o ano de entrada das usinas.

A receita do gerador definida na licitação será reajustada, anualmente, por um índice estabelecido no edital de licitação. O equilíbrio econômico-financeiro do contrato será aferido

por meio de processo de revisão periódica, a cada 5 anos, sendo facultado ao empreendedor solicitar revisão tarifária extraordinária por motivo de força maior ou caso fortuito.

A revisão deverá aferir os desvios do índice de reajuste, assumidos quando da licitação, e a variação dos custos efetivos de cada empreendimento (mão-de-obra, capital, material, etc). Portanto, não será utilizado um índice de reajuste geral como, por exemplo, o IGP-M. Nesse sentido, a utilização de um índice específico para o setor elétrico tenderá a reproduzir melhor o comportamento dos custos do setor e diminuir distorções nas receitas requeridas das empresas de geração.

Outro aspecto importante é que o prazo de concessão das novas usinas a serem licitadas deve ser compatível com o período de amortização do empreendimento, de forma a garantir a modicidade tarifária. Em qualquer caso, não deve exceder trinta e cinco anos.

#### III.2.4 - Contratação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica

No modelo proposto, dois ambientes de contratação irão coexistir:

- Ambiente de contratação administrada, denominado, por simplicidade, de ambiente *pool*, que terá tarifas de suprimento reguladas, do qual participam concessionários de serviço público de distribuição e geração e PIEs que vendem por meio do ACEE.
- Ambiente de livre contratação - ALC, onde serão abrigados os consumidores livres, comercializadores e PIEs.

O modelo proposto pressupõe que toda contratação administrada pelo ACEE será procedida de um processo de licitação pública, conduzida pelo MME, que resultará no estabelecimento de receita anual permitida dos geradores, a qual será paga em base mensal.

No caso da transmissão, mantém-se o modelo de contratação hoje praticado e administrado pelo ONS, no qual o concessionário tem uma receita fixa independente do uso que se faça da linha de transmissão.

A idéia do novo modelo de contratação proposto é garantir ao investidor da geração a estabilização de suas receitas, mitigando os riscos resultantes de ocorrência de secas excepcionalmente severas ou de problemas conjunturais. Como citado acima, essa mitigação será feita através de garantia de receita anual para estes agentes.

### III.2.5 - Reserva de Energia

A partir do modelo proposto o sistema contará com uma reserva de segurança que visa torná-lo menos vulnerável às conseqüências de possíveis desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

O MME deverá estabelecer uma quantidade de energia a ser contratada como reserva. O custo de formação dessa reserva será repassado a todos os consumidores (cativos e livres) por meio das tarifas de transporte, já que ela se destina a reduzir riscos de racionamento para todos os consumidores do sistema elétrico.

### III.2.6 - Financiamento da Expansão

Uma característica das usinas hidrelétricas é que, a partir do término do primeiro período de concessão, não há, em geral, investimentos a amortizar. Isso porque a maior parte da amortização já ocorreu ao longo do prazo de concessão. Assim, o custo de produção da usina torna-se mais baixo se comparado com o de uma usina ainda em amortização, gerando benefício econômico que poderá ser utilizado para: garantir modicidade tarifária ao

consumidor final; e para formar um fundo de financiamento da expansão do setor, dentro de linha específica criada com recursos gerados por esse benefício, com potencial para alavancar o investimento requerido pela expansão do sistema.

Essa fonte de recursos se somaria a outras já existentes no setor, quais sejam:

- Geração interna de caixa dos agentes de geração e transmissão.
- Geração interna de caixa da Eletrobrás, decorrente de suas aplicações no financiamento do setor.

Como forma de capitalização das empresas de geração e transmissão, pode-se considerar, ainda, a venda de ações de empresas estatais e emissão de debêntures, com aplicação de recursos de fundos de pensão privados e até mesmo do FGTS, do FAT, entre outros.

### III.2.7 - Distribuidores

Esses agentes não poderão exercer as atividades de geração e transmissão de energia elétrica. Além disso, devem contratar o montante de energia declaradas à FEPE, de acordo com suas próprias previsões, feitas com cinco anos de antecedência.

Os distribuidores terão seu mercado atendido exclusivamente por meio da contratação administrada pelo ACEE. O montante de energia contratado corresponde a contratação regular, contratação adicional, reserva de energia e contratação extraordinária de energia.

Outro ponto importante é que não será mais admitido a auto-contratação para este segmento, ou seja, uma empresa distribuidora não poderá comprar energia de si mesma ou do mesmo grupo econômico.

### III.2.8 - Consumidores Livres

Os consumidores atendidos em qualquer nível de tensão de fornecimento e em cuja unidade consumidora a demanda contratada seja igual ou superior a 3.000 KW poderão optar entre três formas de atendimento: continuar sendo atendidos pelo distribuidor local; comprar energia diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes; ou comprar energia por meio de um comercializador.

### III.2.9 - Produtores Independentes

Caracterizam-se por empreendedores que atuem no segmento de geração por sua conta e risco. Este poderá vender energia para consumidores livres, agentes comercializadores, conjunto de distribuidores (por meio do ACEE) ou consumidores integrantes de complexo industrial ou comercial aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração.

### III.2.10 - Geração Termelétrica

Existirá, obviamente, tratamento diferenciado para as termelétricas que estão dentro ou fora do ambiente de pool.

As que estiverem fora do pool serão autorizadas pelo poder concedente na modalidade de PIE, ou seja, com comercialização por sua conta e risco.

Já as termelétricas que atuarem dentro do ambiente do pool terão sua geração despachada por ordem de mérito econômico, ou seja, capacidade de produzir energia por um custo mais barato. A receita permitida do gerador térmico será composta pela parcela fixa do custo de

geração, correspondente a relação entre a carga própria de energia e a capacidade instalada de uma instalação. A parcela variável do custo de geração térmica deverá ser estimada, a cada ano, com antecedência de três meses do início do ano exercício, pelo ONS e pelo OSI, para que possa ser estimada a receita do gerador.

### III.2.11 - Transmissores

Os transmissores passam a atuar exclusivamente com ativos componentes da Rede Básica. Nesse sentido, os demais ativos de propriedade dos transmissores, em tensões inferiores a 230 kV deverão ser transferidos para os distribuidores locais, considerando seus valores contábeis. No caso específico de instalações de tensão inferior a 230 kV e que exercem função de Rede Básica, hoje classificadas de DITs (demais instalações de transmissão) ou rede dedicada, deverá ser efetivada sua reclassificação como instalações “complementares da rede básica”.

No que se refere à alocação dos custos, considerando que essas instalações complementares, em tensão inferior a 230 kV, têm papel de atendimento a um universo restrito de usuários, deverá ser estabelecida e regulamentada pela ANEEL uma nova metodologia de rateio de custos.

Ressalta-se que as adições de *bays* de conexão com os distribuidores, passam a ser de responsabilidade dos transmissores, devendo ser objeto de definição nos processos de planejamento. Os *bays* de conexão são necessários para a transição de energia entre as redes de transmissão e distribuição. Aos consumidores livres que manifestem interesse na antecipação de reforços (novos *bays*) programados nos ciclos de planejamento, será facultado negociar com os transmissores a antecipação pretendida, mantendo-se a decisão final quanto à viabilidade de sua implementação sob responsabilidade do transmissor proprietário dos ativos envolvidos.

Quando da licitação de blocos de mercado, deve-se considerar a tarifa de transmissão locacional, para efeito de comparação entre os empreendimentos. Contudo, selecionado o empreendimento, a parcela de custo de transporte passa a ser integrada às tarifas do *pool* e, portanto, alocada diretamente aos consumidores.

### III.2.12 - Comercializadores

Os comercializadores poderão organizar-se para comprar e vender energia de PIEs e comercializá-la com consumidores livres e outros PIEs. O espaço ocupado por esses agentes dependerá de sua capacidade de criar melhores condições de negociação para o conjunto de agentes que não aderirem ao ACEE.

Adicionalmente, esses agentes poderão viabilizar a migração de consumidores cativos para a condição de consumidores livres em prazo inferior a cinco anos, quando as negociações desses consumidores com os distribuidores locais resultarem infrutíferas.

### III.2.13 - Energias Renováveis

Ultimamente, convencionou-se denominar como energia renovável apenas fontes tais como: eólica, solar, biomassa e PCHs. Mesmo considerando que a matriz energética brasileira tem enorme potencial hidráulico, considera-se importante o investimento nesses diferentes tipos de geração de energia. Desse modo, o atendimento de parte do crescimento de mercado será atribuído a esses tipos de fontes. O motivo para tal advém da necessidade de manter conhecimentos e atualização tecnológica em relação a outras fontes energéticas, que não sejam as hidráulicas.

### **III.3 - O Tratamento dos Sistemas Isolados**

No início de 2002 haviam 295 sistemas isolados em operação, sendo 259 na região norte, 32 no estado do Mato Grosso e 4 na região dos estados da Bahia, Pernambuco, Maranhão e Mato Grosso do Sul. Estes sistemas cobrem quase 50% do território nacional, porém consomem apenas 2% da energia elétrica utilizada no país.

A região mais populosa de cada um desses estados tem suas características próprias de suprimento de energia. Porém, a grande maioria dos sistemas do interior desses estados é suprida por unidades dieselétricas de pequeno porte. Contudo, existe também, um importante parque hidrelétrico composto por PCHs, totalizando 22 usinas. O planejamento é o de aumentar o número dessas usinas para 38, com a implantação de mais 14 até 2006.

## **IV - UMA ANÁLISE DOS PRINCIPAIS PONTOS DO NOVO MODELO PROPOSTO**

Uma vez que já se conhece o modelo, pode-se passar a etapa de criticar a suas principais propostas, apontando pontos positivos e negativos. Com isso feito, abre-se espaço para uma discussão da adequação do modelo como um todo ao contexto em que se insere, seja do ponto de vista geográfico, político ou, principalmente, econômico.

### **IV.1 - Divisão de Atribuições da ANEEL e MME**

De acordo com a nova proposta, algumas das atribuições de regulação que cabiam a ANEEL passarão a ser destinadas ao MME. Isso demonstra claramente a inclinação do novo governo em tomar para si um maior papel no âmbito das decisões tomadas em relação ao setor de infra-estrutura. Isso não é nenhuma novidade e o governo Lula, mesmo em sua campanha, jamais teve a menor intenção em demonstrar algo diferente. Porém, o que nos cabe analisar neste momento é se essa atitude trará benefícios ou prejuízos para a expansão do setor elétrico como um todo. Ou seja, com que olhos os investidores privados, que estão dispostos a entrar ou continuar no ramo de energia, verão essa mudança nas funções dos órgãos reguladores.

A atuação da ANEEL foi bastante criticada por diversos agentes do setor nos últimos anos. Alega-se que ela “esqueceu” grande parte de seus deveres e acabou atuando como uma espécie de órgão de defesa do consumidor. Com isso, acabou por deixar a desejar em sua função de assegurar um ambiente favorável aos novos investimentos, tornando-se assim relativamente culpada pela escassez dos mesmos. Segundo opinião de Gustavo Loyola, doutor em economia pela EPGE/FGV e ex-presidente do Banco Central, “a ANEEL estabeleceu uma hierarquia de prioridades em que os consumidores, grandes e pequenos, vêm em primeiro lugar, seguidos das distribuidoras e das geradoras estatais, ficando em último lugar as

geradoras privadas. Tal hierarquia, por definição, beneficia o curto prazo em detrimento do longo prazo, o que significa abrir oportunidades para crises de abastecimento, mais cedo ou mais tarde”.

Sem dúvida, esse foi um dos motivos pelo qual se abriu espaço para que o governo que assumiu fizesse tantas críticas às agências reguladoras. A proposta política atual é a de diminuir seus poderes e até mudar o período do mandato de seus dirigentes, sincronizando-os aos do governo.

O problema, na visão de muitos, é que o fato do governo desprestigiar tanto o papel das agências só fará com que se afaste mais ainda o investidor privado do setor. A incerteza regulatória é uma das mais importantes preocupações de quem já investiu ou pretende investir no país. O fato da ANEEL não ter obtido êxito em seu papel de ajudar a atrair o investimento privado para o setor não faz com que este se sinta mais seguro em um ambiente em que a agência reguladora se torna submissa ao ministério.

Uma das propostas do modelo é a do poder concedente passar das mãos da ANEEL para o MME. Não há dúvida que este tipo de atitude fará com que se politize amplamente o processo de licitação, já que a decisão passará a estar nas mãos de partidários do governo. Além disso, muitos dos cargos do primeiro escalão do MME são ocupados por funcionários de empresas estatais, que estarão convivendo, disputando mercados consumidores e pleiteando novas oportunidades de negócio junto com as empresas privadas, o que pode ser encarado de forma negativa pelo investidor. Se o risco regulatório é algo amplamente temido por este agente, o risco político pode ser ainda mais assustador.

Ao colocar a regulação na mão do poder executivo, o governo dificulta a existência de mercados competitivos, reforça o poder de mercado das empresas estatais e definitivamente afasta investimentos privados, tão fundamentais para a retomada do crescimento do setor de infra-estrutura no Brasil<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Trecho retirado do artigo Pires, Adriano. “O risco regulatório continua alto”, O Globo, 03 de outubro de 2003

## **IV.2 – O ambiente de Pool**

Um ponto inovador da proposta de novo modelo do setor elétrico é a criação de um ambiente de contratação de energia denominado pool. Participarão desse ambiente os concessionários de serviço público de distribuição e geração, além de produtores independentes.

Além disso, toda contratação de energia será administrada pela ACEE e será precedida de um processo de licitação pública, que resultará no estabelecimento de receita anual permitida para os geradores, a ser paga em base mensal.

A constituição da garantia de receita anual dos geradores se dará da seguinte forma: a partir do momento que a geradora passou pelo processo de licitação, ela venderá toda a sua energia ao preço contratado no pool. As distribuidoras comprarão essa energia pelo preço médio de fornecimento de todas as geradoras. É um contrato pelo qual o distribuidor garante ao gerador o pagamento da energia comprada. Como no pool todos os distribuidores pagarão todos os geradores, faz-se necessário a figura do interveniente, neste caso o ACEE.

Para que este processo se torne viável, os geradores assinam um contrato de CPSG – Contrato de Prestação de Serviço de Geração – onde, por procuração, nomeiam o ACEE seu interveniente junto aos distribuidores. O ACEE, como representante dos geradores, assina com os distribuidores o CUSG – Contrato de Uso do Sistema de Geração – e a CCG – Contrato de Constituição de Garantia. A garantia dada pelo distribuidor vem por meio de uma procuração que, em caso de inadimplência, pode ser utilizada pelo ACEE para saque dos recebíveis da conta do distribuidor inadimplente. Explicando de forma mais clara, os distribuidores teriam de manter junto a um determinado banco uma conta aonde fossem feitos parte dos pagamentos

referentes à sua prestação de serviço. Esses recebíveis seriam exatamente o que seria sacado pelo ACEE para cobrir a parcela de energia que não foi paga e ressarcir os geradores.

A intenção é a de dar mais garantia aos investidores e diminuir as incertezas do setor, evitando a falta de investimento ou o excesso de oferta.

Como vemos, o ambiente de pool apresenta prós e contras. O risco das geradoras reduz-se substancialmente, já que passam a receber o mesmo tratamento das linhas de transmissão, que recebem remuneração independentemente do uso que se faça dela. As geradoras terão uma receita fixa, independentemente da geração que produzam. A receita é assegurada, independentemente de problemas que venha a enfrentar, como razões hidrológicas ou de outra natureza, que serão rateados e bancados por um fundo. Na outra ponta, aumenta o risco da distribuidora, que será obrigada a bancar uma receita fixa, independentemente de problemas que venha a enfrentar com a inadimplência de seus clientes. Transfere-se o risco do segmento de geração para o de distribuição<sup>3</sup>.

Um outro ponto que deve ser levado em consideração como risco das distribuidoras é o de que qualquer contratação de energia efetuada no ambiente de pool terá prazo mínimo de 5 anos. Desse modo, as distribuidoras terão que estimar a sua demanda futura e acabarão sendo penalizadas no caso de erro. Isto porque se contratarem menos energia do que a demandada pelos consumidores, elas serão obrigadas a contratar esse déficit de energia no mercado livre, a preços bastante mais elevados do que o do pool. E se errarem por cima, acabarão pagando por uma energia que não foi consumida.

Outro grande objetivo do governo com a criação do pool e seu mix de preços é o de gerar energia nova sem que se observem grandes aumentos nas tarifas. A remuneração da energia se dará por um balizamento do seu custo de produção. O governo considera que a energia gerada por usinas hidrelétricas antigas, que já tiveram concluído seu contrato de concessão, é uma energia muito barata, pois a usina já teve seu investimento amortizado e produz a um custo

---

<sup>3</sup> Trecho retirado do artigo Nassif, Luis, “Os nós do Modelo Elétrico, São Paulo, Folha de São Paulo, 20 de agosto de 2003.

muito baixo. Já a energia nova, que necessita ainda de um grande investimento inicial e com prazo dilatado de amortização, terá um custo de produção muito alto, pressionando desse modo o nível do preço médio para cima. E é exatamente balanceando seus preços com a barata energia velha que ele espera conseguir a geração de mais energia sem um grande aumento na tarifa.

Porém, esse conceito de baixíssimo custo da energia velha fica longe de ser unanimidade dentre os estudiosos do assunto. Argumenta-se que seu custo só é muito baixo se o encararmos do ponto de vista contábil. Quando abordamos o assunto pelo conceito do valor de mercado, a situação é completamente diferente. Isso porque, por mais que o investimento já tenha sido amortizado, a usina ainda tem uma enorme capacidade de geração de energia e por isso seu valor de mercado ainda é bastante elevado.

Citando o exemplo do artigo “Dúvidas sobre a proposta de reestruturação do setor elétrico” assinado por Rogério Werneck em 29 de agosto de 2003, se o governo resolve vender amanhã a usina de Furnas, construída há mais de 40 anos, é bem possível que ele perceba que pode obter por ela alguns bilhões de reais. Mesmo que ele não tenha a mínima intenção de vendê-la, manter em mente essa alternativa ajuda a deixar as coisas mais claras. Logo, vê-se que, embora a usina já tenha tido o seu investimento amortizado, o custo de oportunidade ocorrido pelo governo mantendo Furnas está longe de ser zero. Principalmente se nos atentarmos para o fato de que o país tem uma dívida de mais de 55% do PIB, pagando por ela juros altíssimos.

O fato pode até ser encarado do ponto de vista de um programa de subsídio, já que o capital do setor público empregado no setor elétrico não estará sendo remunerado. Porém, talvez fosse mais benéfico para o próprio setor a cobrança de um preço justo pela energia gerada pelo Estado, com a sobra de recursos oriunda dessa cobrança sendo utilizada para o esforço de investimento tão necessário à expansão do setor.

O custo político das hidrelétricas estatais venderem energia barata no pool também será bastante alto. Isso porque muitas dessas geradoras são de propriedade de determinados

governos estaduais e não do governo federal. Acabaria ocorrendo uma espécie de subsídio do estado que possui hidrelétricas com baixo custo de produção para os estados que não as possuem. Dada a elevada importância deste tema, será exposto ao final deste sub-capítulo um estudo realizado sobre o custo político incorrido pelo governo ao tomar uma decisão como essas.

Além disso, em contrapartida ao estímulo ao investimento em energia nova, ficará bastante prejudicada a capacidade de investimento por parte das hidrelétricas antigas, que, como já citado anteriormente, terão uma remuneração bastante baixa pelo serviço prestado.

Outra grande dificuldade que enfrentará o governo será o da mensuração de custo ao qual se propôs fazer. Ter uma noção exata dos custos das usinas envolvidas no processo não será nem um pouco trivial. As informações são muito assimétricas e o gasto para tentar reduzir essa discrepância será enorme. Será necessário um acompanhamento constante sobre as ações da empresa e para isso terão de ser usados serviços custosos como o de auditorias, entre outros.

#### IV.2.1 – Um Estudo Sobre os Custos Políticos da Implantação do Pool

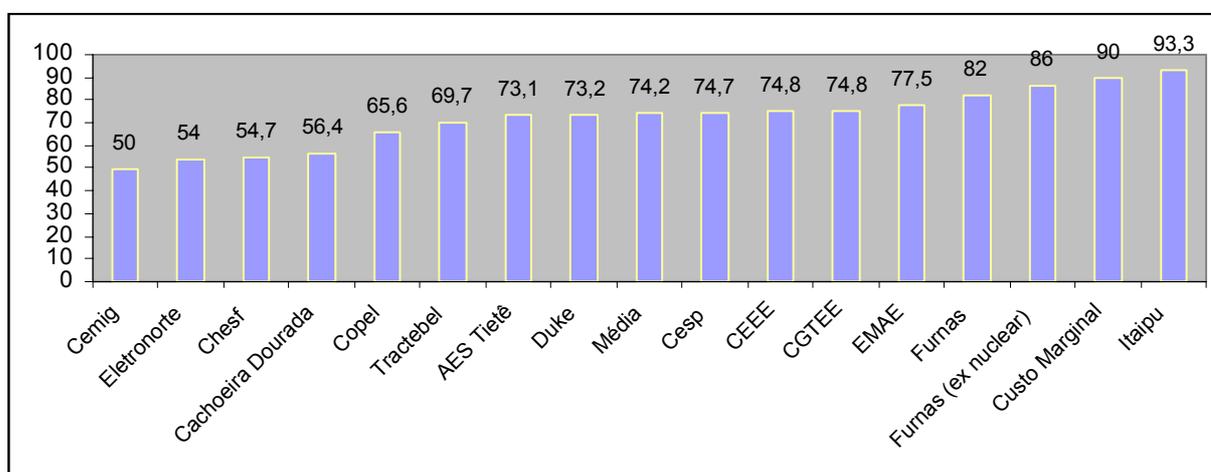
Um estudo realizado pelo Banco Pactual buscou tirar conclusões sobre a validade dos benefícios econômicos da adoção do Pool quando comparados aos custos políticos. Mais precisamente, o estudo se direciona a introdução da Cemig e da Copel nesse ambiente, demonstrando os impactos tarifários gerados por suas inclusões.

As duas empresas sairiam amplamente prejudicadas com a medida. Isto porque seu custo de produção de energia é bem mais baixo do que o preço médio de energia negociado no pool. Ou seja, essas empresas seriam obrigadas a vender a energia que produzem por um preço mais barato do que teriam que recompra-la e estariam incorrendo em grande prejuízo financeiro.

É como se estivesse ocorrendo um subsídio da Cemig e da Copel aos estados que tem um custo de produção de energia mais alto, sem que as mesmas recebessem nenhuma compensação por isso.

Podemos nos utilizar do gráfico abaixo para perceber como a energia produzida por essas duas empresas é barata, se comparada ao resto da produção do país:

Gráfico 4.1 – Custo de Produção de Energia por Usina



Fonte: Departamento de Pesquisa do Banco Pactual

Como podemos ver, principalmente a Cemig se destaca como a produção de energia mais barata do país. Também nota-se que o preço médio de produção é de R\$ 74,2/MWh, bem acima do custo das duas estatais que estamos estudando.

Obviamente desgastes políticos surgirão de uma situação como essas. O governador do Paraná Roberto Requião, por exemplo, já falou abertamente sobre seu descontentamento com a adoção de tal medida. O governador argumenta que a população do seu estado estará sendo fortemente prejudicada, já que o baixo custo com que a energia da estatal é produzida se deve ao fato de terem sido feitos enormes investimentos com o dinheiro da própria população para a construção de uma hidroelétrica. Seria como se estivesse sendo tomado o direito do povo do

estado do Paraná de usufruir do esforço que fez anteriormente para poder possuir uma energia barata. Os mesmos argumentos também já foram utilizados pelo secretário de desenvolvimento de Minas Gerais, Wilson Brumer.

Para entendermos melhor os impactos tarifários nas diferentes regiões do país com a implantação do pool, podemos nos utilizar da tabela abaixo. Esta foi moldada de acordo com as hipóteses de Cemig e Copel vendendo sua energia pelo preço de seu contrato inicial e comprando pelo preço médio do pool, além da utilização de preço único para todas as regiões do país. A energia de Itaipú não está incluída no cálculo.

Tabela 4.1

	Tarifa de geração		Variação %	Impacto para o cons. Final
	Atual	Pool		
Norte/ Nordeste	54,6	67	23%	6%
Cemig	50	67	34%	7%
Copel	65	67	3%	1%
Sul/ Sudeste	70,6	67	-5%	-1%

Fonte: Departamento de pesquisa do Banco Pactual

Torna-se claro que com a introdução do pool, principalmente a Cemig estará comprando energia mais cara do que comprava. Além disso, como previsto, confirma-se que a Copel também estão em pior situação. A única região que ficou em melhor estado foi a região Sul/ Sudeste, e mesmo assim de forma bastante sutil se comparada com o prejuízo incorrido pela região Norte/ Nordeste.

O fato da região Norte/ Nordeste estar em uma situação bastante desfavorável com a introdução do pool certamente também trará impactos políticos negativos para o governo. Esta região, como de conhecimento de todos, é a mais pobre do país, além de ser a menos desenvolvida. Promover um acréscimo de tarifas para a população com menos recursos certamente é algo nem um pouco agradável do ponto de vista social.

Finalizando, o estudo conclui que os benefícios econômicos da implantação do pool não chegam a cobrir os custos políticos. O melhor a se fazer seria tentar chegar a uma solução alternativa, baseada em um melhor entendimento entre as partes envolvidas.

### **IV.3 – A Utilização de um Índice Específico para o Setor**

A correção dos contratos entre os agentes atuantes no setor elétrico sempre foi alvo de grandes discussões, aonde normalmente reinava a insatisfação como resultado final. A decisão de qual índice seria utilizado para a correção sempre foi custosa e rodeada de interesses políticos e econômicos. Tendo isso em mente, o MME tem a proposta da construção de um novo índice, específico para o setor elétrico, que refletisse de forma mais exata as mudanças nos custos de produção, transmissão e distribuição de energia. Este índice deve ser utilizado para qualquer atualização de tarifas. O modelo propõe que este seja uma empresa modelo, monitorada pela futura fundação de Pesquisa do Ministério de Minas e Energia, que irá definir um indicador mensal.

À primeira vista, o mercado parece não ver de forma positiva a adoção de tal índice. Como já citado anteriormente, quanto mais riscos estiverem envolvidos em um investimento, menor será o número dos empreendedores dispostos a efetuar-lo. Um índice completamente novo não terá nenhum histórico de comportamento e, logo, os investidores não terão uma boa capacidade de prever como se dará o seu processo de evolução. Como não conseguem fazer essa previsão, os riscos envolvidos na adoção de um índice que o mercado desconhece pode afastar o capital privado do processo de expansão de energia.

Outro problema é que, em geral, empresas modelo trabalham com uma situação ideal, em um setor que convive com inadimplência (especialmente do setor público) e com custo de capital altíssimo.

#### **IV.4 – O Papel da Eletrobrás**

O novo modelo proposto reserva à Eletrobrás um papel muito importante na ajuda do desenvolvimento do setor. São atribuídas diversas funções a maior empresa do setor elétrico brasileiro, das quais podemos destacar as seguintes:

- Financiamento, em caráter suplementar, da expansão do setor elétrico
- Exercício da função de holding das empresas estatais federais
- Administração de cargos e fundos setoriais
- Comercialização da energia de Itaipu e de outras fontes de energia contempladas pelo PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica)
- Coordenação do OSI (Operador dos Sistemas Elétricos Isolados)

Sem dúvida, das funções apresentadas, a de maior relevância é a da Eletrobrás ser uma das promotoras do financiamento à expansão do setor. Trata-se de uma questão muito delicada. Deve-se ter em vista que a Eletrobrás, embora seja uma empresa estatal, não é o Estado propriamente dito.

Como discutimos no capítulo introdutório deste trabalho, uma empresa estatal deve agradar seus proprietários, no caso o povo brasileiro, não apenas no papel de consumidor de energia, mas também no papel de acionista.

É necessário o alcance de um equilíbrio entre estes dois objetivos, para que a população não saia prejudicada de um modo nem de outro. O ingresso da Eletrobrás em projetos de expansão que não tenham nenhuma rentabilidade para a empresa, e que tenham apenas como motivação a expansão do setor, podem não ser vistos com bons olhos pelos seus proprietários. Isto porque o ingresso em projetos que resultem em prejuízos financeiros fazem surgir a necessidade de maiores subsídios para a empresa. Da necessidade de maiores subsídios surge o aumento da carga e impostos para a população.

Logo, se por uma lado o contribuinte foi beneficiado pela maior oferta de energia e possível tarifa mais baixa, por outro ele foi prejudicado com o aumento dos impostos e da dívida Estatal.

Além disso, a Eletrobrás tem um grande número de acionistas privados que não estão dispostos a vê-la ingressando nesses projetos não rentáveis, já que com isso o valor da empresa acabará caindo fortemente, resultando diretamente em perda de riqueza por parte de seu acionista.

Logo, vale ressaltar mais uma vez, que sempre que olharmos para a Eletrobrás como um agente financiador da expansão do setor temos que atentar para o fato da mesma ser apenas uma empresa estatal, e não o próprio Estado.

#### **IV.5 - A Proibição da Auto Contratação de Energia**

Um dos pontos importantes do novo documento é o de que não será mais admitido que os distribuidores possuam geração para atendimento próprio. Para viabilizar a idéia do pool, casos como o da Copel, por exemplo, no qual a empresa é responsável pela geração da energia que distribui, como se comprasse energia de si mesma, não serão mais permitidos.

Porém, do mesmo modo que essa medida possa vir a prejudicar algumas empresas pelo lado da distribuição, ela também pode vir a estimular empresas de geração de energia alternativas. Isso porque permitirá um maior espaço para que essas consigam vender sua energia, que tem o custo de produção muito mais alto, possivelmente estimulando o investimento nessas áreas.

Outro fator importante que devemos nos atentar quando falamos em proibição de auto-contratação de energia é o respeito dos atuais contratos firmados entre empresas de um mesmo grupo econômico. Esse tipo de contrato passaria a não se enquadrar na nova regra, porém, simplesmente ignorá-los poderia ser espantoso para qualquer investidor privado que decida financiar a expansão.

Durante o mandato de FHC, o governo desenvolveu o Programa Emergencial de Térmicas. Este foi feito através de acordos com grupos privados, muitas vezes controladores de empresas distribuidoras. Nesse acordo, o governo permitiria que o grupo econômico que investisse na construção de uma térmica pudesse, após um período de tempo acordado, passar a contratar gradativamente energia de usinas térmicas próprias ou do mesmo controlador. Isso acabou viabilizando alguns investimentos na expansão das térmicas. Porém, agora que entramos na fase das empresas poderem contratar a energia mais cara gerada pelas suas térmicas, muita polêmica está sendo gerada, devido ao grande aumento do custo da tarifa para o consumidor.

O que ocorre então é que existem defensores de que esses contratos devam ser suspensos, como é o caso do presidente da Eletrobrás, Luiz Pingueli Rosa. Ele argumenta que os contratos são extremamente prejudiciais a população, e que por isso o MME deveria suspendê-los<sup>4</sup>. Isso pode ser muito perigoso do ponto de vista do investidor, já que a quebra de contratos é algo que indica grande instabilidade de regras, um risco que nenhum agente em busca de retorno deseja correr. Se o grande objetivo é a expansão do setor, certamente atitudes como esta que afastam o capital privado não dever ser bem vindas. Devemos ter em mente que a proibição de auto-contratação é uma coisa, porém quebra de contratos é outra completamente diferente.

#### **IV.6 – O Processo de Licitação**

---

<sup>4</sup> Treco retirado de matéria de Ramona Ordoñez, O Globo, 29/10/2003.

Propõe-se uma mudança nas regras no caso das novas licitações de usinas a serem concedidas. No modelo anterior, os leilões eram coordenados de forma que o vencedor seria aquele que oferecesse o maior preço pelas concessões. Dessa forma, o concessionário poderia repassar para a tarifa o ágio pago pela concessão do monopólio natural.

Na nova proposta, em vez de os interessados oferecerem o maior preço pelas concessões, será declarado vencedor quem oferecer a menor tarifa. Além disso, como frisou o secretário executivo do MME, Maurício Tolmasquim: “Em troca disso, o vencedor ganha um contrato com as 64 distribuidoras do país, o que garante sua receita durante o período de concessão. Com isso, as empresas teriam um fluxo de caixa controlado e uma previsão de receita, o que facilitaria o financiamento”<sup>5</sup>.

Podemos tirar um ponto positivo pelo lado da modicidade tarifária através desse tipo de licitação. O estímulo a cobrança de uma tarifa mais baixa é claramente verificável, já que vence quem está disposto a cobrar menos pelo serviço.

Um aspecto importante que também visa a garantir a modicidade tarifária é que o prazo de concessão das novas usinas deve ser compatível com o período de amortização do empreendimento, não podendo jamais exceder trinta e cinco anos.

Outro ponto positivo do novo processo de licitação é que o governo garante que, junto com a concessão pela utilização do serviço, virão as licenças ambientais necessárias para o desenvolvimento do empreendimento. Ou seja, a partir de agora, as questões ambientais farão parte do processo de concessão. No modelo anterior, os vencedores dos leilões tiveram que enfrentar diversas vezes problemas com órgãos ambientais do governo, que muitas vezes acabaram por impossibilitar a realização das obras. Com esse novo modo de licitação, espera-se que isso não ocorra novamente, a fim de dar mais garantias ao investidor privado sobre a viabilidade de seu investimento.

---

<sup>5</sup> Trecho retirado de notícia publicada no jornal Valor Econômico, 19/07/2003.

Além disso, a receita do gerador definida na licitação será reajustada anualmente por um índice estabelecido no edital de licitação. Adicionalmente, a cada 5 anos será implantado um processo de revisão do contrato para garantir o equilíbrio financeiro do mesmo. Podemos abrir um espaço neste capítulo para nos utilizar de um arcabouço teórico visando entender melhor as vantagens e desvantagens deste tipo de regulação.

Existem duas formas mais conhecidas e aceitas como tipo de regulação de um monopólio natural. Uma delas está explicitada acima e é a regulação pelo preço. A outra, utilizada em países como os EUA, é a regulação pela taxa de retorno. Cada forma apresenta aspectos positivos e negativos.

Na regulação pela taxa de retorno, o regulador, após vários estudos, estipula qual deve ser a taxa de retorno justa para o investimento da empresa. A partir daí, devem ser feitas mais análises minuciosas sobre fatores como a estrutura de custo da empresa, estrutura de preços do mercado na qual ela atua, base do seu investimento, forma de capitalização, entre outras coisas. Após realizado o estudo, o regulador ajusta o preço do bem de modo a garantir a empresa a taxa de retorno acordada anteriormente.

Os aspectos negativos desse tipo de procedimento podem ser facilmente verificados. A exigência de um estudo fortemente detalhado sobre todos os pontos citados anteriormente é extremamente difícil e custosa. Além disso, por mais que se tente o contrário, a assimetria informacional entre a empresa e o regulador é muito grande. Este nunca terá uma idéia perfeita sobre a estrutura de custos da firma e sobre aonde exatamente esta poderia estar cortando gastos. Outro aspecto negativo é o de que este tipo de regulação não estimula a eficiência produtiva. A firma não tem incentivos a cortar custos, já que tem assegurada uma taxa de retorno de seu investimento. Mais do que isso, a empresa acaba sendo estimulada a investir mais do que o necessário.

O ponto positivo é que a qualidade do serviço prestado tende a ser muito boa. Como a firma não tem muitos incentivos ao corte de custos, ela pode investir mais facilmente para prover um serviço de qualidade superior a população.

Já na regulação pelo preço, o regulador estabelece um teto de preço que pode ser cobrado pelo concessionário, e este deve tomar as medidas necessárias para adequar o custo da sua produção a esse nível de preço, auferindo lucros da diferença entre seu custo de produção e o preço por ele cobrado. Repare que isso estimula fortemente a eficiência na produção, pois quanto mais a empresa baixar seus custos, mais lucro vai obter da diferença entre este e o preço por ela cobrado.

Por outro lado, há um estímulo a prestação de um serviço de qualidade inferior. A empresa tende a cortar gastos de todas as formas e só investir no que for extremamente necessário. Isso faz com que o contrato de concessão precise ter cláusulas totalmente claras aonde devem ser bem explicitadas todas as qualidades que devem ter o serviço prestado.

Além disso, este tipo de contrato acaba gerando desgastes entre o regulador e o concessionário na hora de sua revisão. A empresa pode alegar que incorreu em diversos custos que não estão sendo contabilizados pelo regulador, entre outras coisas. Isso faz com que se necessite de um estudo sobre os gastos realmente incorridos pela empresa, tornando a tarefa dispendiosa e aproximando esse tipo de regulação da regulação por taxa de retorno.

Qual dos dois tipos de regulação é o mais adequado ainda é tema de muitas controvérsias entre os estudiosos do assunto. O que se sabe com certeza é que o problema não está na forma de regulação e sim no próprio monopólio natural.

Como podemos perceber, quando examinamos separadamente os principais pontos da nova proposta de modelo do setor elétrico, percebemos que existem pontos positivos e negativos em cada um deles. Agora, com essa etapa do trabalho concluída, poderemos passar ao estágio de tirar uma conclusão sobre a adequação do modelo como um todo. Porém, como já citado anteriormente, julgo válido apresentar um estudo de caso sobre os custos políticos relacionados à adoção do mesmo.

## V – CONCLUSÃO SOBRE A ADEQUAÇÃO DO MODELO

O atual governo certamente tem uma difícil tarefa pela frente ao se deparar com a necessidade de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Além da atual situação em que este se encontra ser bastante delicada, o setor elétrico brasileiro apresenta características únicas, que fazem com que seu bom desenvolvimento se torne ainda mais complicado do que o normal. O fato de termos uma matriz energética predominantemente hidráulica e não haver mais possibilidade de expansão desse tipo de energia faz com que se dificulte ainda mais a expansão do setor.

Isto porque a única forma que temos para fazer essa expansão é através de formas alternativas de produção de energia, as quais possuem um custo muito mais elevado do que as atuais hidrelétricas. E essas serão exatamente as usinas com as quais esses novos empreendimentos estarão competindo.

A nova proposta de modelo do setor elétrico foi construída obedecendo claramente algumas premissas básicas. Primeiramente, fica fácil notar a inclinação para o aumento do papel do estado para o desenvolvimento do setor, além da diminuição do poder de seu atual órgão regulador, a ANEEL. Além disso, todo o modelo gira fortemente em torno da idéia do pool, já explicada anteriormente, e que se baseia principalmente na baixa remuneração da energia produzida pelos ativos do Estado, afim de garantir a modicidade tarifária.

O que devemos ter em mente, é que por mais que se cresça o papel do estado na reestruturação do setor, alguns conceitos básicos e primordiais para um bom funcionamento do mesmo devem ser respeitados.

De acordo com o que podemos perceber, fica claro que a tarifa energética estará sendo forçada para baixo artificialmente, através da não remuneração adequada aos ativos do estado. Isso faz com que não se cobre pelo consumo de energia o seu real valor, que seria o custo marginal de sua produção. Esse tipo de atitude é justificada pelo governo pelo fato de que a

cobrança exata do custo de produção de energia resultaria numa explosão tarifária, a qual resultaria em uma ampla pressão inflacionária. Isto pode até estar correto, porém deve ser usado apenas como justificativa para uma transição gradual do preço da energia para o seu real valor.

Manter a energia indefinidamente abaixo de seu preço real pode ter conseqüências desastrosas, dado que tira do consumidor a idéia correta de quanto custa o consumo de uma unidade adicional de energia. Isso acarreta em incentivo indevido ao consumo de energia, que fará com que se aumente ainda mais a necessidade de expansão do setor, tarefa esta que já estamos tendo bastante dificuldade em realizar<sup>6</sup>.

Além disso, como já citado com ênfase anteriormente, o governo deveria manter em mente que as empresas estatais não são o próprio Estado. Se esquecendo disso, ele enfrentará forte resistência política daqueles que estão sendo prejudicados com tal prática, que são principalmente os estados que possuem geradoras próprias e que não estão dispostos a abrir mão dessa vantagem comparativa.

Examinando o modelo, vemos que a modicidade tarifária está sendo vista como algo mais importante até do que a própria expansão do setor, o que chega a ser preocupante dada a atual situação em que vivemos. A valorização do real, a diminuição das taxas de inflação e das taxas de juros nos levam a uma perspectiva de aquecimento da economia e retomada do crescimento, o que faz com que se aumente ainda mais a demanda por energia e conseqüentemente a necessidade de oferta.

Um outro ponto fundamental que deve ser respeitado em qualquer situação em que se deseja atrair o capital privado é a construção de uma reputação regulatória isenta e autônoma. Durante os próximos anos, estarão atuando em um mesmo ambiente empresas privadas e estatais, que estarão competindo simultaneamente por mercados e novos negócios. Dessa forma, se torna vital a adoção de políticas regulatórias claras e definidas, que sejam totalmente

---

<sup>6</sup> Trecho retirado do artigo Werneck, Rogério L. F. "Dúvidas Sobre a Proposta de Reestruturação do Setor Elétrico. São Paulo: Estado de São Paulo, 29 de agosto de 2003.

imparciais e que não deixem dúvida ao investidor de que não serão favoráveis às empresas estatais. Caso contrário, empreendimentos privados se tornarão totalmente inviáveis, dado o elevado risco institucional envolvido<sup>7</sup>.

Para conferir maior transparência e afastar a prática de qualquer tipo de lobby, a execução da política governamental deve ser mantida fora da esfera empresarial do estado. Vendo por esse ponto, parece que o governo não começou muito bem sua tarefa ao retirar atribuições da ANEEL e passá-las ao MME, os quais tem como principais dirigentes funcionários do alto escalão das empresas estatais. Além disso, a presença de especialistas nas áreas de regulação de energia é imprescindível, já que estes têm menor influência política e tem plena capacidade de planejar de forma mais adequada os impactos de qualquer atitude a ser tomada.

Como já foi dito neste trabalho, a diminuição dos riscos envolvidos em qualquer empreendimento é fundamental para a atração do capital privado. Logo, deveria ser este um dos principais objetivos do governo. Vendo desse modo, nos parece que a idéia de assegurar ao gerador de energia uma receita fixa por um determinado período de tempo será um ponto positivo do modelo, já que toca exatamente o ponto da diminuição do risco do investidor. Porém, resta definir exatamente como se dará essa receita, já que apenas garanti-la não será suficiente se não se tiver a exata idéia de como serão os critérios utilizados para calculá-la.

Algo que é importante ressaltar é que, independente de que tipo de modelo se adotará para o setor, uma grande atenção terá que ser voltada para a forma de transição do modelo atual para o novo. Não se pode simplesmente ignorar todo o contexto atual e agir como se estivéssemos começando do zero. Diversos contratos ainda estão em vigor e continuarão por um bom período de tempo. E é fundamental que estes contratos sejam respeitados acima de tudo.

Nenhum investidor se sentirá confortável de atuar em um ambiente aonde as regras são mudadas de uma hora para a outra, mesmo que estas não tenham sido prejudiciais a ele

---

<sup>7</sup> Idéia returada do artigo Pires, Adriano e Campos Filho, Leonardo, “Regulação e Retomada dos Investimentos em Energia. São Paulo. Valor Econômico, 24 de abril de 2003.

próprio. Desrespeitar contratos vigentes seria o mesmo que falar ao investidor que o ambiente que aqui está poderá mudar completamente a qualquer momento, de acordo com o governo que está no poder. Por isso, a transição deve ser bastante cuidadosa e delicada.

A tarefa é difícil, mas não impossível. Mesmo assim, continuo acreditando que o objetivo principal do novo governo deveria ser o de tentar diminuir cada vez mais a dependência do setor pelo Estado, para que este possa canalizar mais fortemente seus recursos para outras áreas da sociedade com grande necessidade de sua presença, como por exemplo, a social.

## BIBLIOGRAFIA

BRANCO, A.M (ORGANIZADOR), SAUER, I. L. GOLDEMBERG, J., CARVALHO, J. F., ROSA, L. P., COSTA, H. B., BRANCO, Z. M, Política Energética e Crise de Desenvolvimento - A Antevisão de Catullo Branco, São Paulo: Paz na Terra, 2002

VISCUSI, W. K., Economics of Regulation and Antitrust, New York: Hardcover,2002.

ARAÚJO, J. L. A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 2001.

COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO, O desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica, [www.elektrobras.gov.br](http://www.elektrobras.gov.br), 2001.

DIAS, R. A., FILHO, G., LEAL, E., O Equilíbrio entre oferta e o consumo de Energia Elétrica: Tendências e Desafios, UNESP, São Paulo, 2001

GIAMBIAGI, F., PIRES, J. C. L , GOSTKORZEWICZ, J., O Cenário Macroeconômico e as Condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil, Rio de Janeiro, Março de 2001

GUIMARÃES, G. Crise Energética e Privatização, Consultoria Legislativa, Novembro de 2001

LOURENÇO, G. M. Efeitos Macroeconômicos do Colapso Energético, Análise Conjuntural, v.23, n. 5-6, p.2, Maio/Junho 2001.

MME. Ministério de Minas e Energia. Programa Estratégico de Aumento da Oferta (2001-2004), Brasília, [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br) , Outubro de 2003.

ONS. Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2002 – [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) , 2002

PATUSCO, J. A. M. A Crise de Energia Elétrica – Causas e Soluções, Junho de 2001

PIRES, J. C. L. Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, Texto para discussão 76, Rio de Janeiro, Março de 2000.

ROSA, L. P.,TOLMASQUIM, M. T., D'ARAÚJO, R., Soares, S., Os riscos de Déficit de Energia e a Privatização de Furnas.

ROSA, L. P, Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro, Instituto Cidadania, Abril de 2002.

CASTRO, N.J., ARAÚJO, R. T. H., A Sistemática da Garantia no Novo Modelo do Setor Elétrico. Rio de Janeiro, Agosto de 2003

NASSIF, L., Os Nós do Modelo Elétrico, São Paulo: Folha de São Paulo, 20 de Agosto de 2003.

NASSIF, L., O Mix dos Preços Elétricos. São Paulo: Folha de São Paulo, 29 de julho de 2003.

BATISTA, B., BARROS R., The Old Energy Issue: What are the numbers Telling Us?, Intraday Notes – Banco pactual, Rio de Janeiro, 08 de julho de 2003.

WERNECK, R. L. F., Dúvidas Sobre a Proposta de Reestruturação do Setor Elétrico. São Paulo: Estado de São Paulo, 29 de agosto de 2003.

LOYOLA, G., Verdadeiros e Falsos Pecados da Equipe Econômica. São Paulo: Valor Econômico, 04 de junho de 2003.

CHU, J., ANDRÉA, C., Novo Modelo: Ainda Há Incertezas. Energy Flash – Banco Itaú, São Paulo, 22 de julho de 2003.

TOLMASQUIM, M., THOMAS, S., Quem Deveria Construir as Novas Usinas Elétricas. São Paulo: Folha de São Paulo, 18 de julho de 2001.

PIRES, A., O Risco Regulatório Continua Alto. Rio de Janeiro: O Globo, 03 de outubro de 2003.