

Universidade Estadual de Campinas
Instituto de Economia

*Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico
brasileiro:* da constituição do modelo estatal à crise do modelo
competitivo.

Ricardo Buratini

Tese apresentada ao Instituto de Economia
da Universidade Estadual de Campinas
como requisito parcial para a obtenção
do título de Doutor em Economia.
Orientador: Prof. Dr. Cláudio S. Maciel

Campinas, Novembro de 2004

UNIDADE	BC
Nº CHAMADA	T/UNICAMP
	B89e
V	EX
TOMBO BC/	64299
PROC.	16/P-86/05
C	☐
D	☒
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	13/06/05
Nº CPD	801.12352831

ii

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELO
CENTRO DE DOCUMENTAÇÃO DO INSTITUTO DE ECONOMIA**

B89e Buratini, Ricardo.
Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro : da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo / Ricardo Buratini. -- Campinas, SP : [s.n.], 2004.

Orientador: Claudio Maciel Schuller.
Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas.
Instituto de Economia.

1. Agencia Nacional de Energia Eletrica (Brasil). 2. Agencias reguladoras de atividades privadas. 3. Privatização. 4. Serviços de eletricidade – Legislação – Brasil. 5. Concorrência. I. Maciel, Claudio Schuller. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia. III. Título.

*Aos meus pais, José e Marlene, por toda dedicação
e pelo apoio sempre incondicional*

... pouca dúvida pode haver de que a população que se fixou na região amazônica na segunda metade do século XIX ter-se-ia dispersado com a crise da borracha, não fora a reserva de um mercado interno que se expandiu rapidamente a partir dos anos 1920. A importação de borracha a baixo preço teria sido a solução indicada pela lógica dos mercados. Evitar o esvaziamento demográfico da região era uma opção política de elevado custo econômico no horizonte de tempo com que operam os mercados.

Da mesma forma, quando se instalou a indústria automobilística brasileira, uma região como o Nordeste, que desfrutava de um saldo significativo em seu comércio com o exterior, teve de renunciar à importação de veículos para adquirir um produto nacional de preço mais alto e nem sempre da mesma qualidade. Era uma decisão política, portanto fora do alcance da racionalidade dos mercados, a menos que destes se tenha uma visão nacional, ou seja, política. (...)

Um sistema econômico nacional não é outra coisa senão a prevalência de critérios políticos sobre a lógica dos mercados na busca do bem-estar coletivo.

Celso Furtado

Agradecimentos

A realização deste trabalho só foi possível por conta do inestimável apoio de várias pessoas. As breves linhas que seguem constituem, portanto, o registro de minha gratidão ao incentivo, à contribuição acadêmica e ao carinho que me foram fartamente oferecidos ao longo desses anos.

- Ao professor Cláudio S. Maciel, meu amigo e orientador, agradeço cada uma das esclarecedoras conversas que tivemos ao longo desses anos. Além de instigar a reflexão intelectual e sugerir caminhos profícuos, “*Herr*” Cláudio também soube ser tolerante diante das idiossincrasias do seu orientando.
- Aos professores Paulo R. Davidoff C. Cruz e Ricardo Carneiro agradeço a leitura do projeto e as excelentes sugestões quando do exame de qualificação.
- Ao professor Francisco Lopreato agradeço a pronta disponibilidade para ler uma versão preliminar do trabalho e a valiosíssima discussão que tivemos ao final do mesmo.
- Os queridos amigos Bráulio S. Cerqueira, Fernando Mattos, Pedro Paulo Z. Bastos, Lício C. Raimundo e Glaucio M. dos Santos fazem jus a mais do que uma simples menção dado o incentivo constante e os oportunos comentários críticos quando da discussão de uma versão preliminar do projeto.
- Agradeço também, ao professor e amigo Wilson Cano, o aprendizado, a amizade e a excelente convivência ao longo de todos esses anos.
- Os professores Mariano Laplane e Luciano Coutinho também merecem menção especial pela rápida orientação no início do trabalho e pela indicação de boas referências bibliográficas.
- Aos caríssimos professores João Manuel Cardoso de Mello e Liana Aureliano agradeço a amizade, a acolhida sempre carinhosa e os ensinamentos.
- Aos funcionários do IE – sobretudo Cláudia, Alberto, Cida, Ademir, Célia e Dora – agradeço a solicitude e o carinho.
- Sou muito grato também ao Miguel Zwi – meu sogro e grande amigo – pelas esclarecedoras conversas que tivemos sobre os serviços públicos no Brasil.

- A todos os amigos agradeço os momentos de descontração, sem os quais esse trabalho também não teria se realizado.
- Quanto à queridíssima família da Diana, que agora também é minha, mais do que agradecer a prazerosa convivência e a recepção sempre calorosa, registro aqui todo meu carinho e a sólida amizade que nos une. Um beijo especial, portanto, a todos: Miguel, Myriam, Hélio, Leslie, Sérgio, Sylvia, Celso, Silvia, Johny, Debbie, Michelle, Dani, Gabi e Julinha.
- Minha admirável família também merece muito mais do que singelos agradecimentos. Diante do apoio constante e incondicional, dos valores apreendidos e dos excelentes momentos de convivência só me resta reiterar, mais uma vez, o imenso amor e a profunda admiração que tenho por todos: José, Marlene, Telma, Luciano, Nuno, Laura, Juliana, Isabela, Maria Luiza, Maria Rosa, Mariana, Natalino, João e Nair.
- O mesmo se estende à minha maravilhosa Diana, por todo amor, paixão, paciência, dedicação, cumplicidade e por ter me dado a também maravilhosa Raquel, que certamente já me faz enxergar a vida de outra maneira enchendo meus dias de alegria e novas responsabilidades.

Sumário

Introdução.....	pág. 1
Capítulo 1. Evolução institucional e financeira do setor elétrico brasileiro: da estatização à crise dos anos oitenta.....	pág. 9
1. Início e consolidação do modelo estatal: a primeira fase da intervenção.....	pág. 9
1.1. Antecedentes da intervenção estatal.....	pág. 10
1.2. A percepção da necessidade de integração e planejamento da expansão.....	pág. 12
1.3. O papel do padrão de financiamento.....	pág. 21
2. A segunda fase da intervenção estatal: centralização de recursos e decisões na esfera federal.....	pág. 25
2.1. O espaço de atuação das concessionárias estaduais e federais.....	pág. 25
2.2. Raízes e mecanismos da centralização.....	pág. 28
3. A crise financeira e institucional do setor elétrico brasileiro.....	pág. 35
4. Os limites do modelo institucional em foco: a deterioração da capacidade de planejamento e o tênue controle dos custos das concessionárias.....	pág. 57
5. Conclusões.....	pág. 68
 Capítulo 2. A política de reestruturação do setor elétrico brasileiro nos anos noventa: objetivos e implementação.....	 pág. 75
1. Os antecedentes da reestruturação.....	pág. 76
1.1. Acirramento da crise.....	pág. 76
1.2. Enfrentamento da crise.....	pág. 77
2. A política de reestruturação do setor elétrico brasileiro.....	pág. 84
2.1. Motivações e objetivos da reestruturação.....	pág. 84
2.2. O arcabouço institucional criado nos anos noventa.....	pág. 90
2.2.1. A autonomia normativa e as medidas de estímulo à concorrência e ao ingresso de capitais privados.....	pág. 92

2.2.2. Outros mecanismos de promoção da competição e defesa da concorrência.....	pág. 105
2.3. A regulação tarifária.....	pág. 109
3. O processo de privatizações.....	pág. 112
4. Conclusões.....	pág. 119

Capítulo 3. Os impactos da política de reestruturação e as limitações do modelo concorrencial.....

1. Os investimentos no período 1993/2001.....	pág. 128
1.1. Alguns dados.....	pág. 128
1.2. A participação do capital privado e das empresas estatais nos investimentos realizados.....	pág. 130
2. A política de reestruturação e a política econômica como determinantes do hiato de investimentos.....	pág. 136
2.1. Os determinantes do investimento estatal.....	pág. 136
2.2. Os determinantes do investimento privado.....	pág. 139
3. As limitações do modelo concorrencial e da política de reestruturação.....	pág. 155
3.1. Razões da inadequação do regime concorrencial como orientador da expansão setorial de longo prazo.....	pág. 155
3.2. Outros problemas associados à orientação geral e à implementação da política de reestruturação.....	pág. 166
4. As limitações do padrão de financiamento setorial.....	pág. 188
5. Conclusões.....	pág. 207

Considerações finais.....

Bibliografia.....

Resumo

Este trabalho analisa a evolução institucional e financeira do setor elétrico brasileiro discutindo dois arranjos distintos: o modelo estatal e o modelo competitivo inaugurado pela reestruturação dos anos noventa. Ao examinar tais arranjos institucionais, pretende-se evidenciar algumas das suas principais limitações e explicitar as raízes e formas de manifestação de suas respectivas crises para, dessa feita, trazer alguma contribuição ao debate sobre os papéis do Estado, do capital privado e da concorrência no setor elétrico brasileiro.

Dentre as principais conclusões, destaca-se a que aponta para a inadequação dos modelos institucionais que delegam papel central aos mecanismos de pressão competitiva, seja por conta da impossibilidade dos mesmos orientarem adequadamente a expansão da capacidade produtiva, seja em função do surgimento de outros problemas como, por exemplo, o crescimento expressivo dos preços da energia elétrica.

Introdução.

Ao longo dos últimos anos alguns eventos fomentaram decisivamente nosso interesse pelo estudo do setor elétrico brasileiro. Esses eventos encerram, portanto, a origem das pesquisas que levaram à definição do objeto e da estrutura do presente trabalho.

Para além de discussões já tradicionais entre economistas – como, por exemplo, as que buscam desvendar a contribuição desse setor para o desenvolvimento de outros segmentos da indústria –, o primeiro grande evento a chamar nossa atenção foi a profunda transformação pela qual o setor elétrico brasileiro vinha passando desde meados dos anos noventa. De fato, em 1998 (ano do nosso ingresso no programa de doutoramento), já haviam sido lançadas várias medidas que, analisadas conjuntamente, apontavam para a existência de uma ambiciosa estratégia de reordenamento institucional.

Nesse contexto, à medida que nossos estudos avançavam, o tema da reforma setorial se tornava cada vez mais instigante. Contribuiu categoricamente para tanto a compreensão de que a reforma envolvia não apenas a criação de novas instituições, mas mudanças significativas nos papéis dos principais agentes atuantes no setor e uma alteração marcante no padrão de concorrência setorial. Sem dúvida alguma, essa constatação foi decisiva para a demarcação do objeto desta tese, que, como explicita seu título, consiste na análise do papel do Estado, dos capitais privados e da concorrência no setor elétrico brasileiro.

O contato inicial com as justificativas da reestruturação, por sua vez, fixou definitivamente nossas atenções naquele objeto e confirmou a pertinência de sua escolha. Certamente, foi a partir de então que percebemos ter adentrado num campo marcado pela notável presença de teses e interpretações bastante próximas ao ideário neoliberal. Assim sendo, um conjunto de questões merecedoras de análise mais atenta logo se destacou.

Saltou aos nossos olhos, em primeiro lugar, uma interpretação particular (e dominante em termos da influência que exerceu) das limitações do antigo modelo estatal e dos determinantes da sua crise. Mais especificamente, segundo a visão expressa, por exemplo, em documentos do Banco Mundial de 1994, a crise setorial iniciada nos anos oitenta teria sido fundamentalmente um reflexo das graves deficiências daquele modelo, sobretudo da má gestão financeira e da ineficiência das operações das empresas estatais.

Dado esse diagnóstico, surgia inevitavelmente a recomendação, plenamente acolhida pelos responsáveis pela reestruturação brasileira, de reduzir drasticamente as amplas funções até então exercidas pelos agentes estatais no setor elétrico brasileiro.

Também despontaram em nossas investigações – tanto durante o estudo das medidas concretas de reestruturação, como ao longo da análise do debate acadêmico – os mecanismos através dos quais se buscava e se recomendava ampliar a participação privada no setor, consequência natural da proposição de redução do papel dos agentes estatais.¹ No que se refere a esse tema, logo percebemos que os estímulos lançados para atingir tal finalidade não se restringiam às privatizações. De certo, também era evidenciada a necessidade de construção de um ambiente atraente aos potenciais investidores, o que supostamente só seria possível, de um lado, através da promoção da concorrência ao posto de elemento organizador de uma nova dinâmica setorial e, de outro, através da criação de um marco institucional caracterizado pela autonomia normativa (ou seja, um marco onde as regras fossem claras e estáveis e onde as intervenções do Estado fossem preferencialmente restringidas à esfera da regulação).

Em síntese, chamava nossa atenção naquele momento a grande confiança depositada na estratégia de reestruturação, de modo geral, e na iniciativa de promoção da concorrência, em particular, seja como meio de induzir o ingresso de investidores privados e viabilizar a expansão da capacidade produtiva, seja como forma de estimular a eficiência e beneficiar os consumidores, tanto através da melhoria da qualidade dos serviços, como por meio da redução das tarifas no longo prazo.² Não há dúvida de que essa impressão inicial motivou consideravelmente novas pesquisas. Afinal, se boa parte dos textos analisados pouco discutia as especificidades do setor elétrico nacional e suas implicações, como poderíamos estar convencidos de que essa estratégia de reestruturação lograria êxito?

Também funcionou como estímulo a novos estudos outra tese posta no debate e implícita nas medidas de reestruturação. Referimo-nos à idéia de que o Estado já não mais poderia realizar as tarefas historicamente trazidas à sua responsabilidade na área da infraestrutura. Em poucas palavras, o argumento central a esse respeito era o de que a intensidade da crise fiscal impedia que ocorressem transferências de recursos para

¹ Veja a esse respeito o trabalho de Pires (2000) e o de Camargo (2001).

² A exposição dos possíveis benefícios referentes à promoção da competição está contida, entre outros, no documento Eletrobrás/*Coopers & Lybrand* (1996).

investimento no setor produtivo estatal de modo a garantir o pleno atendimento da demanda no longo prazo.³

Não obstante os possíveis problemas associados a essa proposição, os autores que a sustentavam advertiam que ela não deveria desencadear maiores preocupações, muito pelo contrário. Isto seria correto, segundo eles, porque o capital privado poderia assumir várias das funções antes exercidas pelo Estado com a vantagem de não reproduzir os ‘vícios da gestão estatal’. Ainda no que diz respeito a essa mudança de papéis, é importante frisar que ela ocorreria não somente através da criação de um ambiente favorável ao investimento privado (o que se daria a partir da reestruturação em curso), mas também, segundo outros autores, a partir das novas oportunidades abertas pelas transformações financeiras verificadas no período recente, que, supunha-se, viabilizariam o crescimento da participação dos capitais privados no financiamento da expansão da infra-estrutura.⁴

Em suma, a decorrência inescapável de todas essas formulações era a defesa dos contornos gerais da reestruturação que estava em curso, vale dizer, da iniciativa de delegar novos e amplos papéis à concorrência e ao capital privado. Como se pode notar, acreditava-se que os agentes privados, movidos por pressões competitivas, estimulados por inovações financeiras e orientados por um quadro de autonomia normativa, poderiam ser os atores hegemônicos numa nova dinâmica setorial. Como esperavam os idealizadores e defensores da estratégia de reestruturação, nesse novo ambiente estariam supostamente asseguradas a expansão e os ganhos de produtividade a partir dos quais os consumidores também seriam beneficiados no longo prazo.

Dada a conclusão anterior, é certo, então, que nessa etapa do trabalho já fazia parte dos nossos objetivos a investigação de várias teses e interpretações. Ou seja, já se colocavam em nossa agenda de pesquisa as seguintes questões:

- i- Quais eram, de fato, as limitações do modelo estatal?
- ii- Em que medida a crise desse modelo esteve associada às suas limitações?

³ Essa visão está contida no trabalho de Oliveira & Pires (1994) e em Pires (2000), entre outros.

⁴ A idéia de que inovações financeiras (como o *projec finance*) poderiam contribuir para a formação de um novo padrão de financiamento mais apoiado na participação de atores privados pode ser encontrada, entre outros, nos trabalhos de Ferreira (1995) e Finnerty (1996).

- iii- As especificidades dos ativos setoriais permitem que a concorrência seja alçada a um posto de destaque na dinâmica setorial?
- iv- A promoção da concorrência e a criação de um quadro marcado pela autonomia normativa foram suficientes para induzir a expansão dos investimentos privados e garantir benefícios aos consumidores no longo prazo?
- v- Em que medida a crise fiscal e as receitas tarifárias limitaram os aportes de recursos públicos ao setor e a capacidade de investimento das empresas estatais?
- vi- Qual foi o impacto das privatizações e do ingresso de agentes privados no setor no que diz respeito à expansão dos investimentos?
- vii- Em que medida as transformações verificadas no passado recente na esfera financeira permitiram o aumento da participação dos capitais privados no financiamento da expansão?

Foi exatamente nesse estágio do nosso trabalho que se fez notar um segundo e impactante evento: o racionamento de 2001.

Não resta dúvida de que a crise de 2001 teve efeito importante na elaboração desta tese. Além de valorizar boa parte das questões anteriores ao demonstrar que o setor elétrico havia se tornado um entrave ao crescimento significativo e sustentável da economia brasileira, a experiência do racionamento nos levou a considerar outros elementos.

Por um lado, depois de deflagrada a crise, ficamos ainda mais motivados a investigar se os investimentos insuficientes e outros problemas já perceptíveis àquele momento estavam essencialmente relacionados à reestruturação dos anos noventa. Mais especificamente (e aqui se apresentam uma nova questão), fomos instigados a pesquisar em que medida os escassos investimentos realizados e o aumento significativo das tarifas estavam associados aos limites inerentes à estratégia de promoção da concorrência, aos eventuais erros de implementação da reforma e/ou a outros problemas típicos do contexto no qual esta foi realizada.⁵ Por outro lado, passamos a considerar ainda mais relevante a

⁵ A posição de que os baixos investimentos resultaram fundamentalmente de erros de implementação da reforma ou de problemas típicos do contexto no qual esta se deu está expressa, por exemplo, no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (GCE, 2001).

averiguação da participação dos agentes estatais e privados na expansão do sistema, seja em se tratando do montante de recursos aportado, seja no que se refere à viabilização dos pacotes de financiamento.

Em suma, foi em meio a essas novas questões que foi definido o escopo ulterior do nosso objeto de análise e que foi montada a estrutura da tese aqui apresentada.

Postas essas considerações, passemos a algumas notas adicionais relativas aos objetivos do trabalho e à justificativa do recorte temporal e analítico adotado.

Como já explicitado nessa introdução e no título do trabalho, nosso objetivo consiste em analisar os papéis do Estado, dos capitais privados e da concorrência no setor elétrico brasileiro desde o início da intervenção estatal até a crise de 2001. Note-se, contudo, que ao optar por tal objeto não pretendemos discutir todas as particularidades relevantes associadas ao mesmo, muito menos apresentar propostas concretas de criação ou aprimoramento de instrumentos regulatórios específicos. De certo, como a delimitação dos nossos propósitos fundamentais e as justificativas do recorte adotado não são óbvias, são necessários alguns comentários adicionais.

Em primeiro lugar, é preciso deixar claro quanto ao recorte adotado que a discussão do modelo estatal não tem a finalidade de apresentar os antecedentes remotos da situação atual. Ela tampouco visa mapear a totalidade ou mesmo a maioria dos problemas verificados durante as várias décadas de vigência daquele modelo. Na verdade, o que pretendemos ao recuperar boa parte da história do setor é apresentar qualidades e imperfeições relevantes do modelo estatal e, com isso, formar parâmetros que possibilitem a realização de uma avaliação crítica consistente da reestruturação dos anos noventa, o que envolverá a identificação dos impactos da mesma no que se refere à superação de limitações fundamentais do modelo estatal e à gênese de novos problemas até então inexistentes.

Em segundo lugar, a recuperação das razões do início e da consolidação do modelo estatal também pode contribuir para a identificação de particularidades cruciais do setor elétrico brasileiro e para o entendimento da forma como estas condicionam as relações que envolvem os diversos agentes. Desse modo, será possível ir além dos limites inerentes aos estudos excessivamente centrados em experiências de outros países e pouco atentos ao que é peculiar ao caso brasileiro.

Acrescente-se, em terceiro lugar, que o recorte adotado, além de permitir a investigação de certas limitações fundamentais de cada arranjo institucional, também possibilitará a análise das raízes das respectivas crises. Como demonstraremos ao longo dessa tese, esse tipo de aproximação também será útil para avaliarmos as motivações da reestruturação dos anos noventa e para compreendermos a particularidade do diagnóstico que lhe dava suporte.

Finalmente, ao recorrer ao exame do modelo estatal e sintetizar uma visão crítica da reestruturação dos anos noventa, pensamos ser possível localizar alguns problemas fundamentais que ainda marcam o período recente. Afinal, tudo indica que o novo modelo inaugurado em 2004, embora incompleto até o presente momento, venha representar uma tentativa de conciliar elementos intervencionistas e concorrenciais que são típicos de cada um dos modelos anteriores.

É desse modo, portanto, que pretendemos trazer alguma contribuição ao debate sobre o papel do Estado, do capital privado e da concorrência no setor elétrico brasileiro. Será desse modo também que ficarão nítidas nossas discordâncias, tanto em relação à visão que considerava oportuna a implementação e/ou o aprimoramento do modelo concorrencial⁶, como face à outra que associava a eclosão da crise recente tão somente aos problemas típicos de uma “transição problemática”.⁷

Tendo justificado nosso recorte analítico e exposto nossos objetivos, passemos a uma brevíssima apresentação dos capítulos da tese.

O primeiro capítulo discutirá inicialmente os antecedentes e as motivações do início da intervenção estatal no setor elétrico brasileiro. Em seguida, as atenções serão dirigidas às razões da consolidação desse modelo e à análise da segunda fase da intervenção estatal, vale dizer, do período onde ocorre uma profunda centralização de recursos e decisões na esfera federal. Posteriormente, discutiremos as origens e as várias formas de manifestação

⁶ Essa é a posição de Greiner (1994) e de Pires (2000), por exemplo.

⁷ A idéia de que a crise recente decorre de uma ‘transição problemática’ pode ser interpretada como uma defesa, algumas vezes implícita, da orientação geral da reestruturação. Essa interpretação pode surgir quando as críticas à reestruturação se limitam às considerações quanto a sua forma de implementação (a sequência e extensão das medidas, por exemplo) e/ou quanto às omissões dos responsáveis por sua execução dado o contexto no qual esta se realizou. Uma posição de defesa explícita da orientação geral da reforma dos anos noventa está expressa, por exemplo, no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (GCE, 2001). Uma posição que pode ser interpretada como uma defesa implícita da estratégia geral de reestruturação é a de Bielschowsky (1997), que, aliás, é o criador da expressão ‘transição problemática’.

da crise desse modelo para, finalmente, apontarmos algumas das principais deficiências daquele arranjo institucional.

No segundo capítulo abordaremos, em primeiro lugar, o acirramento e o parcial equacionamento da crise tratada anteriormente. Em segundo lugar, e já passando à caracterização da reestruturação dos anos noventa, evidenciaremos o diagnóstico que a embasava e outras motivações ligadas à sua execução. Na seqüência, apresentaremos a institucionalidade resultante dessa reforma e os instrumentos lançados no intuito de ampliar os papéis da concorrência e dos capitais privados. Por fim, listaremos alguns dos principais obstáculos à efetivação dos objetivos originalmente pretendidos destacando aqueles advindos de eventuais erros de condução da reforma e aqueles relativos às especificidades setoriais.

No terceiro capítulo sintetizaremos as críticas à reestruturação dos anos noventa ressaltando tanto aquelas que se referem aos resultados alcançados, como outras relativas à estratégia de promoção da concorrência ao posto de elemento organizador das atividades do setor. No que diz respeito aos resultados da reestruturação, daremos destaque à discussão dos investimentos no passado recente, à análise de seus determinantes e à participação dos agentes públicos e privados. Acerca desse tema, como não poderia deixar de ser, reservaremos também alguns comentários sobre o padrão de financiamento setorial.

Em se tratando da discussão da estratégia de promoção da concorrência, resgataremos as especificidades dos ativos setoriais para evidenciar a incapacidade das forças de mercado orientarem a expansão e assegurarem a adequada regulação da oferta desse importante serviço público. Posteriormente, apresentaremos outros possíveis problemas relacionados à efetivação plena dessa estratégia, caso esta tivesse ocorrido. Entre estes, destacaremos aqueles referentes à desverticalização dos ativos e à evolução das tarifas.

Na seqüência, serão analisadas as adversidades relativas à forma de implementação da reforma. Entre as mesmas, destacaremos as restrições postas ao bom desempenho das instituições inauguradas nos anos noventa, os problemas associados à iniciativa específica de transformação da matriz energética e os limites da estratégia de privatização.

Por fim, nas considerações finais, sintetizaremos as principais lições extraídas das análises realizadas tentando dar alguma contribuição para o esclarecimento das seguintes questões:

- i- Quais eram as principais qualidades e imperfeições do antigo modelo estatal?
- ii- Quais problemas foram gerados a partir da reestruturação dos anos noventa, seja no que se refere à expansão setorial, seja no que diz respeito a outros condicionantes importantes do acesso ao serviço público em questão?
- iii- Em se tratando do padrão de financiamento setorial, que problemas persistem desde os tempos do modelo estatal até a crise do modelo concorrencial?

Capítulo 1. Evolução institucional e financeira do setor elétrico brasileiro: da estatização à crise dos anos oitenta.

O capítulo que se inicia sintetiza alguns dos eventos mais significativos acerca da evolução financeira e institucional do setor elétrico brasileiro desde o início da intervenção estatal até a crise setorial da década de oitenta. Como se perceberá, os objetivos desse tipo de aproximação ao objeto de análise são diversos.

Em primeiro lugar, pretende-se destacar as razões que levaram ao início e à consolidação do modelo institucional marcado pela hegemonia estatal. Em segundo lugar, busca-se desvendar as raízes da crise desse modelo e suas várias manifestações. Finalmente, procura-se identificar as principais deficiências do arcabouço institucional em questão. Cumpridas tais tarefas, acredita-se ser possível evidenciar especificidades cruciais do setor elétrico brasileiro e, sobretudo, formar um referencial analítico que nos permita analisar criticamente a adequação das transformações institucionais iniciadas nos anos noventa.

Tendo como referência tais objetivos, a seção 1 procura reprisar os determinantes do início e da consolidação do modelo estatal no setor elétrico brasileiro. A seção 2 discute a segunda fase da intervenção estatal, fase onde se inicia a tendência de centralização de recursos e decisões na esfera federal. As origens e as principais manifestações da crise setorial dos anos oitenta serão abordadas na seção 3. Por fim, a seção 4 tratará dos limites desse modelo analisando a capacidade de planejamento e a questão da eficiência das concessionárias estatais na prestação dos seus serviços.

1. Início e consolidação do modelo estatal: a primeira fase da intervenção.

Nesta primeira seção buscaremos resumir alguns aspectos fundamentais que marcaram as transformações do modelo institucional do setor elétrico brasileiro a partir dos anos quarenta. Para tanto, na seção 1.1, abordaremos os antecedentes da primeira fase da

intervenção estatal no setor buscando selecionar os principais eventos e interpretações que balizavam a defesa da mudança do modelo institucional até então prevalecente. Na seção 1.2, após uma breve descrição das primeiras iniciativas estaduais de investimento, serão resgatados os principais determinantes da consolidação do modelo estatal no setor elétrico brasileiro. Por fim, a seção 1.3 tratará do papel exercido pelo padrão de financiamento durante esta primeira fase da intervenção estatal.

1.1. Antecedentes da intervenção estatal.

Nos anos quarenta, a organização institucional do setor elétrico brasileiro suscitava intensos debates nos meios técnicos e políticos. Nessa fase predominavam como concessionárias do serviço público as empresas privadas estrangeiras⁸, cuja atuação começava a ser questionada diante dos resultados obtidos e das expectativas de extensão e aprimoramento dos serviços.

Como salienta Medeiros (1993: 6), já no início dos anos quarenta antevia-se uma crise de abastecimento para o período do pós-guerra. De um lado, verificava-se intenso incremento do consumo de energia elétrica a partir dos acelerados processos de urbanização, industrialização e difusão de novos produtos elétricos. De outro, dadas as expectativas de continuidade e intensificação dos processos mencionados, projetava-se uma aceleração da tendência de crescimento do consumo para os anos seguintes.

Um aspecto que elucida a atuação das concessionárias privadas nesse período diz respeito à comparação entre o crescimento do consumo e a expansão da capacidade instalada.⁹ Nesse sentido, vale ressaltar que, entre 1940 e 1963, o consumo de eletricidade

⁸ “Já no final da II Guerra Mundial, a indústria de energia elétrica, era marcada predominantemente pela atuação das concessionárias estrangeiras: a holding *Brazilian Traction, LIGHT and Co. Ltd*, que controlava a produção, a transmissão e a distribuição da energia elétrica nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, e a *American Share Foreign Company/AMFORP*, filial da americana *Bond and Share*, que controlava a geração e a distribuição de energia elétrica no interior do estado de São Paulo e arredores, Porto Alegre, Pelotas, Salvador, Recife, Natal, Vitória e interior do estado do Rio de Janeiro. As demais localidades,(...) eram atendidas por pequenos concessionários locais e pelos governos municipais e estaduais em sistemas elétricos isolados” (Medeiros, 1993: 5-6).

⁹ A respeito dos determinantes dos investimentos privados nesse período, uma boa discussão é apresentada na obra de Tendler (1968).

no eixo Rio - São Paulo cresceu 13% ao ano, ao passo que a taxa de expansão da capacidade instalada naquela área totalizou apenas 6%.¹⁰

De fato, a defasagem entre o crescimento do consumo e a expansão dos investimentos se verificou não apenas naquela região. Dados extraídos de Pavão Netto (1977) revelam a frequência dos racionamentos nas áreas de concessão das principais empresas do país. Tais racionamentos ocorreram na área da *LIGHT – São Paulo* nos anos de 1950 a 1954, e nos anos de 1959, 1963 e 1964; na área da *LIGHT – Rio* nos anos de 1950 a 1955, e nos anos de 1963, 1964 e 1967; na área da Companhia Paulista de Força e luz, nos anos de 1951 a 1953; e, na área da Companhia Brasileira de Energia Elétrica (Niterói), nos anos de 1950 a 1955, de 1962 a 1964 e em 1967.

Na verdade, antes mesmo da ocorrência dos racionamentos citados já haviam surgido duras críticas àquela forma de organização institucional. Tais críticas envolviam as condições de outorga das concessões, os aumentos desmesurados das tarifas, a qualidade do serviço e o elevado montante das remessas de lucros das empresas estrangeiras.

Guinle (1933) já havia assinalado que o elevado preço da energia elétrica nos início dos anos trinta se devia às condições em que foram estabelecidos os contratos que regulavam o serviço. Segundo este autor, tais contratos não forneciam bases adequadas para a fixação dos preços da eletricidade uma vez que não incorporavam os ganhos de produtividade decorrentes do progresso técnico e do adensamento de carga. O autor citava como contraponto ao caso brasileiro a experiência internacional, onde tal questão havia sido praticamente solucionada através de regulamentação baseada em rigoroso controle do capital investido, no seu rendimento e condições de amortização, na fiscalização das despesas, na introdução do critério de remuneração a partir do custo de serviço e no princípio da reversão (quando a exploração do serviço era feita por capitais privados).

Não obstante o fato de que a elaboração de medidas regulatórias pudesse ser eficaz no sentido da redução das tarifas, Guinle defendia que o Poder Público deveria se lançar na área de geração, transmissão e distribuição de energia para buscar reduzir mais significativamente o preço da energia elétrica. Citava como exemplo bem sucedido dessa

¹⁰ Cf. Medeiros (1993: 5).

iniciativa a experiência canadense, onde, por força da ação direta das empresas públicas produtoras de energia, as tarifas haviam se reduzido na razão de 100 para 25.

Outra crítica de Guinle à atuação das empresas privadas viria dar impulso adicional à defesa da constituição de uma nova organização institucional mais apoiada na ação direta do Estado. Trata-se da questão das elevadas remessas de lucro ao exterior que, naquele período, tanto contribuía para a fragilização das contas externas brasileiras. Em poucas palavras, o autor afirmava que, dado que o serviço era autofinanciado naquele patamar tarifário, o Estado poderia e deveria intervir na atividade e realizar os investimentos para minimizar a possibilidade de manifestação de uma situação de restrição externa.

Por último, Guinle apontava a baixa qualidade do serviço prestado, que era visível, por exemplo, no atendimento parcial do mercado. Segundo o autor em foco, tal atendimento parcial obrigou consumidores industriais a recorrerem à instalação de grupos diesel visando a autoprodução.

Em suma, os componentes relevantes da polêmica atuação das concessionárias privadas estrangeiras no Brasil no período abordado por Guinle foram os seguintes: os investimentos insuficientes, as altas tarifas, as elevadas remessas de lucros, os inadequados termos dos contratos de concessão, o sucesso de experiências internacionais (onde a atuação direta do Estado havia reduzido significativamente as tarifas) e a baixa qualidade do serviço prestado. Enfim, o enfrentamento de todos esses problemas envolveria necessariamente a transformação da organização institucional do setor. Como veremos a seguir, a forma como se processou aquela transformação caracterizou-se, entre outros fatores, pelo aumento da participação direta do Estado como agente empreendedor e coordenador da expansão.

1.2. A percepção da necessidade de integração e planejamento da expansão.

Já na segunda metade da década de quarenta, a partir da insatisfação crescente quanto à atuação das concessionárias estrangeiras, o Governo Federal e alguns estados da federação tomaram iniciativas inovadoras. Citemos alguns exemplos.

Em 1945, o Governo Federal criou a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) para iniciar o aproveitamento do potencial energético da cachoeira de Paulo Afonso. Inserida numa região atendida de forma precária por sistemas térmicos isolados, a iniciativa governamental deu início a uma nova divisão de atribuições. De fato, a partir de então coube a CHESF a realização de grandes obras de geração hidrelétrica enquanto os governos dos estados da região passaram a responder pelos sistemas de distribuição dentro de suas respectivas áreas.

Em 1946, o governo estadual mineiro inaugurou a usina hidrelétrica de Gafanhoto, o que possibilitou a rápida expansão industrial da cidade de Contagem, que era atendida precariamente pela Companhia Força e Luz de Minas Gerais, subsidiária da AMFORP. Esta intervenção baseou-se na constatação da incapacidade da concessionária estrangeira atender seu mercado, o que significava descumprimento das obrigações estabelecidas no contrato de concessão. A mesma constatação se repetiu no Rio Grande do Sul, onde, no final dos anos cinquenta, o Estado interveio com o mesmo objetivo: liderar a política de investimentos ao término do período de concessão da AMFORP.

Tendo como referência a bem-sucedida experiência de 1946, o governo estadual mineiro passou a promover estudos em 1949 visando a construção de novas usinas e a criação de uma empresa de economia mista para atuar no setor. Como decorrência deste projeto, foi criada a CEMIG em 1952 com o objetivo de explorar diretamente a produção, a transmissão e a distribuição de energia elétrica no estado. Os investimentos não tardaram a aparecer e, dessa feita, a nova empresa viabilizou a eletrificação do estado de forma a permitir a arrancada da industrialização mineira.

Já em 1957, frente aos graves problemas de abastecimento da região Sudeste, o Governo Federal criou a Central Elétrica de FURNAS com o intuito de explorar o grande potencial energético do rio Grande. Com a inauguração de uma nova usina em 1963 (no auge de uma crise de abastecimento), evitou-se o acirramento do racionamento em curso e, mais do que isso, impediu-se que a escassez de energia comprometesse a continuidade do desenvolvimento da região Sudeste.

Em suma, diante destas experiências exitosas, *“o Estado, ao entrar efetivamente na atividade de geração (...), realizou uma missão salvadora aos olhos da comunidade, o que*

certamente influenciou o fiel da balança para as teses nacionalistas. A partir de então, as empresas estatais passaram a produzir obras, argumento irrefutável da viabilidade de substituição das empresas estrangeiras” (Medeiros, 1993: 14).

Sendo correta a conclusão anterior, importa destacar que a substituição das concessionárias estrangeiras trouxe novos desafios no sentido de viabilizar a expansão dos serviços de modo a afastar de vez a possibilidade de ocorrerem novas crises de abastecimento. Tais desafios, na verdade, envolveram questões eminentemente técnicas e outras relativas à divisão das atribuições e ao planejamento setorial. Como boa parte destes desafios já havia sido identificada durante o segundo governo Vargas (1951-1954), um relato sumário desta experiência torna-se relevante.

Ao abordar o caso particular do setor elétrico brasileiro, a Assessoria Econômica do Gabinete Civil da Presidência da República realizou um trabalho de previsão do mercado para um horizonte de dez anos, trabalho este que daria origem ao Plano Nacional de Eletrificação (PNE).¹¹ Além de identificar a necessidade de ampliação da capacidade de geração elétrica, o PNE defendia a integração dos sistemas elétricos isolados por meio de sistemas de transmissão e estimava o montante de recursos necessários à superação da crise de abastecimento.

De fato, o PNE foi pioneiro nesse diagnóstico. Além dos pontos já destacados, o plano propôs que a expansão do parque gerador fosse submetida a um planejamento centralizado de longo prazo com significativa participação do Estado nas atividades de geração e transmissão de energia elétrica. Na verdade, os argumentos que balizaram a defesa da predominância dos investimentos estatais apoiaram-se nas especificidades do potencial energético brasileiro e na identificação das atividades que seriam mais ou menos atraentes à participação dos capitais privados.

Explicando melhor, defendia-se a participação majoritária do Estado nos segmentos de geração e transmissão porque havia no país um enorme potencial hidroelétrico que, se

¹¹ O Plano Nacional de Eletrificação (PNE) foi encaminhado ao Congresso Nacional e envolvia quatro projetos de lei. O primeiro e o segundo projetos visavam a criação do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e definiam critérios para divisão da receita entre os estados e a União. O terceiro versava sobre questões técnicas (como a unificação de frequência e a criação de sistemas elétricos interligados), sobre o planejamento da expansão e sobre a mobilização de recursos adicionais ao IUEE. O quarto projeto dizia respeito à criação de uma empresa estatal para gerir os empreendimentos do governo, organizar a indústria nacional de material elétrico em moldes estatais e executar o PNE. Cf. Medeiros (1993: 16-17).

adequadamente explorado, permitiria que a geração elétrica se desse com custos menores face às outras fontes energéticas (termelétricas movidas a gás natural ou óleo diesel).¹² Porém, sabia-se que a adoção da opção hidroelétrica implicava elevados investimentos iniciais e maiores prazos de maturação dos mesmos. Como já se levava em conta que a lógica das decisões privadas é bastante sensível à incerteza (e que esta é diretamente proporcional ao horizonte de maturação dos investimentos), concluiu-se que só o Estado àquele momento poderia garantir antecipadamente a expansão do parque hidrelétrico. Já no caso da atividade de distribuição de energia elétrica, onde os prazos de maturação e os investimentos mínimos eram menores, seria viável a atuação das empresas privadas.

Embora o PNE não tenha sido aprovado no Congresso Nacional, as idéias que dele se originaram se tornaram referência para elaboração dos planos subsequentes. Dentre estes, um dos mais relevantes foi desenvolvido nos anos sessenta por um consórcio formado por empresas canadenses, americanas e brasileiras.¹³ Os trabalhos de tal grupo (que passou a ser identificado como CANAMBRA) exerceram influência marcante no setor e serviram de base ao processo de estatização do setor que só então assumia ritmo mais veloz.

Os relatórios da CANAMBRA¹⁴ representaram um marco para o setor, uma vez que seus detalhados estudos aumentaram sobremaneira o conhecimento acerca do potencial energético brasileiro, possibilitando o estabelecimento de diretrizes mais específicas que iam ao encontro daquelas já propostas no governo Vargas. De fato, tais estudos permitiram:

¹² Os elementos que justificam essa afirmativa serão vistos na sequência.

¹³ Segundo Leite (1997: 130), a iniciativa de execução destes trabalhos coube a CEMIG, que selecionou firmas internacionais de engenharia para o levantamento dos recursos hídricos no Sudeste. Quanto aos países de origem das firmas selecionadas, é importante destacar que Canadá e Estados Unidos, juntamente com Brasil, China e a ex-URSS, concentravam em seus territórios cerca de 50% do potencial de geração hidroelétrico global em 1990 (*Fonte: World Energy Council, Survey of energy resources, 1992*. In: Leite, 1997: 384). Dada essa potencialidade, Canadá e EUA já haviam optado pelo desenvolvimento de matrizes energéticas com participação significativa da hidroeletricidade, o que explica o acúmulo de conhecimentos e técnicas de pesquisa nessa área e, portanto, o interesse do Brasil em buscar essa cooperação.

¹⁴ “O primeiro relatório da CANAMBRA (preliminar) foi concluído em dezembro de 1963 e o segundo em 1966, com as diretrizes do planejamento de longo prazo. (...) Os relatórios foram posteriormente aprovados pelo Governo Federal, já nas administrações dos presidentes Castelo Branco e Costa e Silva” (Leite: 1997: 131).

a) o melhor conhecimento do potencial hidrelétrico do centro-sul do país¹⁵; b) a definição das principais limitações dos sistemas de transmissão e distribuição, bem como a elaboração de diretrizes para sua expansão; c) o desenvolvimento de estudos que selecionavam os melhores projetos hidrelétricos e definiam a proporção da complementação térmica; d) o conhecimento mais aprofundado dos mercados regionais; e) a compreensão da necessidade da unificação de frequências¹⁶; e, f) o conhecimento mais exato dos custos das várias fontes de energia elétrica.

Embora as diretrizes do PNE do segundo governo Vargas já apontassem para a necessidade de interligação dos sistemas isolados, para o crescimento da participação do Estado como empreendedor das obras e para o planejamento de longo prazo, foram os estudos da CANAMBRA que fortaleceram aquelas convicções ao aprofundar o conhecimento acerca das especificidades do potencial hidroelétrico brasileiro e de seus mercados regionais. Quanto à integração dos sistemas isolados, sua efetivação passou a ser entendida como condição necessária à exploração racional do potencial hidroelétrico brasileiro, ao planejamento da expansão do sistema no longo prazo, à segurança do fornecimento e ao aproveitamento das economias de escala. Vejamos mais atentamente estas questões.

Devido à abundância dos rios e à existência de diferentes regimes pluviais no território brasileiro, os vários sistemas inicialmente isolados foram gradativamente interligados por extensas linhas de transmissão com o objetivo de criar uma complementaridade que possibilitasse a maximização dos recursos energéticos ao longo do tempo. Isto porque os grandes reservatórios representam “poupanças” energéticas que, se

¹⁵ Em 1990 o Brasil detinha cerca de 7,5% do potencial de geração hidroelétrico mundial (*Fonte: World Energy Council, Survey of energy resources, 1992. Cf. Leite, 1997: 384*). Obviamente, essa constatação não derivou dos estudos da CANAMBRA, que, como vimos, apenas pesquisou o potencial energético do Centro-Sul do país. No entanto, seria um equívoco não apontar que aqueles estudos pioneiros foram o início da investigação do potencial energético do país.

¹⁶ “*Face à expansão dos sistemas elétricos e à extensão territorial das linhas de transmissão, tornava-se previsível a sua interligação no futuro próximo, com grandes benefícios para a eficiência do conjunto. Adquiria especial importância nesse contexto, o empecilho técnico representado pela dualidade de frequências das redes de distribuição: 60 ciclos na maioria do país e 50 ciclos em algumas áreas definidas, notadamente no Rio de Janeiro, Espírito Santo e Rio Grande do Sul. Foi então sugerida ao Congresso a unificação da frequência, proposta esta que se transformou em lei, em 1964 (Leite, 1997: 153-154)*”.

interligados, funcionam como verdadeiros vasos comunicantes.¹⁷ Vale lembrar que a energia elétrica é uma mercadoria específica que não pode ser estocada por razões técnicas. Sua produção ocorre simultaneamente ao consumo.

Vale ressaltar também que, na medida em que a interligação avançava, tornava-se fundamental a coordenação centralizada do despacho de energia para possibilitar o aproveitamento planejado destes reservatórios ao longo do tempo, criando importante complementaridade entre os diferentes regimes pluviais das várias bacias hidrográficas. De fato, o baixo custo relativo da energia elétrica gerada nas hidrelétricas se explica por características da fonte energética e pela centralização e coordenação da operação do sistema (despacho de energia). Senão, vejamos.

Por contar com uma fonte energética gratuita e renovável (a água das chuvas e dos caudalosos rios brasileiros) e por operar num regime integrado de comando centralizado que maximiza a “poupança” energética, algumas usinas hidrelétricas, depois de amortizadas, são capazes de gerar energia a um custo baixíssimo.¹⁸ Uma situação bem diferente se verifica no caso das usinas termelétricas movidas a gás natural e diesel, que, por operarem, na sua grande maioria, com combustíveis importados¹⁹ e não renováveis, fornecem energia a um custo muito superior.

Se em 1963 a integração já dava os primeiros passos a partir de FURNAS (início da interligação entre São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais), com os trabalhos da CANAMBRA ela passou a ser a tônica do setor. Isto porque, a partir desta experiência, ficava comprovada a possibilidade de produção de uma energia barata cuja exploração se daria de forma mais racional ao longo tempo.

¹⁷ Para exemplificar esta característica, cabe a seguinte citação: “*Se chove pouco na bacia do rio São Francisco e muito na bacia do rio Paraná, a usina de Paulo Affonso é orientada (pelo operador do sistema interligado) a colocar pouca energia na rede, economizando sua água que se tornou preciosa, e a usina de Itaipu faz a compensação. Ao colocar mais potência na rede, Itaipu cede água, indiretamente, para Paulo Affonso. Nos lares, escritórios e fábricas, ninguém percebe o inteligente rearranjo que permite otimizar o fornecimento de energia em cada momento*” (Benjamim, 2001: 10).

¹⁸ Portanto, explica-se também por esta razão a conformação da estrutura industrial brasileira que, ao longo do processo de industrialização, constituiu importantes segmentos industriais intensivos em eletricidade.

¹⁹ Essa situação vem mudando no período recente, pois foram descobertas importantes reservas de gás natural no território brasileiro.

Quanto ao planejamento, vale ressaltar que sua execução ficaria a cargo da ELETROBRÁS.²⁰ Tal empresa, na verdade, foi constituída como *holding*, órgão planejador e promotor do desenvolvimento elétrico regional. Por intermédio dela também foram realizadas a coordenação do despacho de energia do sistema interligado e a definição dos projetos prioritários. Como veremos na próxima seção, além dessas atribuições, tal empresa assumiu papel de destaque na mobilização de recursos financeiros para a expansão.

Ainda quanto aos trabalhos da CANAMBRA, é certo que estes originaram a metodologia de planejamento que passou a ser predominante. Sem dúvida alguma, tal consórcio já havia desenvolvido um programa de construção de usinas geradoras e linhas de transmissão com critérios precisos quanto ao custo das obras que deveriam ser realizadas até 1980. Este programa e seus critérios certamente serviram de base para os planos de expansão que se originariam mais tarde a partir da atuação da ELETROBRÁS.²¹

Vejamos agora como a definição da metodologia do planejamento proposta pela CANAMBRA reforçava a convicção de que o Estado deveria ser o agente central da expansão da capacidade de geração e transmissão.

A metodologia de planejamento baseava-se em estudos de previsão do mercado que, na verdade, incorporavam uma perspectiva de desenvolvimento acelerado para o país. Para explicitar este ponto, vale a pena enfocar como se projetava o crescimento do consumo residencial.²²

A previsão do crescimento demográfico era base da projeção do aumento do consumo residencial. Nesse sentido, associava-se ao crescimento populacional estimado o crescimento da taxa de urbanização para possibilitar a projeção do crescimento do número de domicílios. A partir do número de consumidores residenciais previstos seria necessário estimar a demanda por consumidor, mas este cálculo obviamente envolvia uma perspectiva de crescimento da renda urbana, “*de uma forma coerente com a projeção de um futuro nível de desenvolvimento para o país*” (Almeida, 1993: 25).

²⁰ A criação da ELETROBRÁS se deu por meio de aprovação de projeto de lei no Congresso Nacional (Lei 3890-A de 25/04/1961).

²¹ Cf Medeiros (1993: 24-25)

²² Cf Almeida (1993: 24-26)

Assim sendo, se o planejamento em questão incorporava a imagem que se fazia do desenvolvimento futuro, “*a decisão de investimento visando satisfazer o consumo dessa forma projetado, só poderia partir de agentes que corroborassem essa expectativa*” (Almeida, 1993: 26). Ademais, dado o nível de desenvolvimento desejado para o futuro, só o Estado teria condições de garantir investimentos à frente da demanda de modo a viabilizar a expansão no ritmo projetado e com preços reduzidos.

Em suma, os trabalhos da CANAMBRA demonstraram que a ampliação da oferta de eletricidade a baixos preços dependia da interligação de todos os sistemas hidrelétricos e da implementação (com antecedência) de projetos hidrelétricos de longo prazo de maturação. Dado que este modelo de planejamento de longo prazo previa acelerado ritmo de desenvolvimento, apenas o Estado empreendedor poderia garantir a expansão à frente da demanda, uma vez que somente este poderia mobilizar vultosos recursos antecipadamente àquela época. Ademais, já se levava em conta à época que a lógica das decisões de investimento desse agente é menos suscetível à incerteza posto que não objetiva necessariamente a maximização de lucros no menor prazo possível.

Os dados das tabelas 1 e 2, logo abaixo, ilustram o que de fato ocorreu ao longo da consolidação do modelo estatal no setor elétrico brasileiro. Nestas tabelas observamos tanto a intensidade da expansão dos investimentos e da capacidade instalada (tabela 1), quanto a predominância dos investimentos estatais (tabela 2). Da tabela 2 é importante destacar que, enquanto a participação das estatais na capacidade da potência instalada em geração correspondia a apenas 4% do total em 1940, em 1980, esta participação já atingia 90%.

Tabela 1- Evolução da capacidade Instalada e dos investimentos (Base 1967=100)	Capacidade instalada	Investimentos
1967	100	100
1968	106	126
1969	127	128
1970	142	161
1971	155	178
1972	184	212
1973	208	239
1974	227	261
1975	262	326
1976	282	351
1977	310	403
1978	341	449
1979	376	394

Fonte: ELETROBRÁS; Cf Medeiros (1993:23).

Tabela 2- Evolução da participação na Potência instalada em geração (%)	Setor Privado	Setor Público	Autoprodução	Total
1940	88	4	8	100
1950	82	7	11	100
1960	66	23	11	100
1965	55	33	12	100
1970	21	69	10	100
1975	12	79	9	100
1980	1	90	9	100

Fonte: DNAEE; Cf Medeiros (1993: 25).

Analisadas as principais implicações derivadas dos estudos da CANAMBRA, é chegado o momento de sintetizar os determinantes da consolidação da estatização do setor elétrico brasileiro.

Em primeiro lugar, há que se considerar que os problemas gerados no período do predomínio das concessionárias privadas estrangeiras foram o ponto inicial da estatização. Sem dúvida alguma, as insatisfações crescentes quanto a recorrente falta de energia, a qualidade dos serviços, os preços das tarifas e a restrita capacidade de regulação destas empresas, deram grande força à tese nacionalista que defendia a ampliação da participação dos investimentos estatais no setor elétrico brasileiro. Quando, a partir das iniciativas estaduais, foi demonstrada a possibilidade de geração de energia num novo ritmo e a preços

mais reduzidos, a defesa da maior participação estatal ganhou força e se tornou uma prática a ser perseguida e ampliada.

Em segundo lugar, a partir dos estudos da CANAMBRA ficou evidenciado que, para promover o aproveitamento racional dos recursos hídricos, o Estado deveria assumir o planejamento e a execução da expansão no longo prazo. Isto porque, àquela época, só este agente poderia mobilizar os recursos necessários à expansão da capacidade de geração à frente da demanda de modo a viabilizar a perspectiva de desenvolvimento que se vislumbrava. Ademais, como a expansão acelerada exigia a interconexão dos sistemas elétricos isolados, a coordenação e a centralização do despacho de energia, reforçava-se a idéia de que o Estado seria o agente mais indicado para realizar tais tarefas.²³

1.3. O papel do padrão de financiamento.

O modelo tarifário setorial, desde a promulgação do Código de Águas, em 1934, até a Lei 8631 de 1993, foi regido pelo critério do “custo do serviço”. Tal critério estabelecia que a receita tarifaria seria idêntica aos custos incorridos na prestação do serviço, acrescida a garantia de remuneração sobre o capital investido pelas empresas concessionárias.

O mecanismo de remuneração garantida funcionava da seguinte maneira: *“por lei, a concessionária tinha o direito a uma remuneração mínima de 10% e máxima de 12% sobre o capital investido (ativo imobilizado em serviço). Como a taxa de retorno sobre o capital é, por definição, um dado ex post, a partir da comparação entre lucros obtidos e capital investido (receita-despesa/capital investido), a legislação do setor estabeleceu que as diferenças negativas ou positivas entre a remuneração efetiva do concessionário e a garantida por lei seriam depositadas (sendo maior) ou registradas (sendo menor) na Conta de Resultados a Compensar (CRC). Na prática, a CRC constituía um crédito das*

²³ Medeiros (1993: 26-27) enumera, além destes, outros fatores determinantes da estatização do setor elétrico brasileiro. Em primeiro lugar, cita que o aproveitamento racional dos recursos hídricos a partir da ação estatal também se inseria num contexto de desenvolvimento regional, onde a regularização do curso dos rios para navegação e contenção das enchentes desempenhava papel importante. Em segundo lugar, o autor chama a atenção para a atuação dos Bancos Internacionais, que faziam análises extremamente favoráveis ao modelo estatal e concediam empréstimos preferenciais aos projetos de infra-estrutura dos governos federal e estadual. Em terceiro lugar, destaca que, após 1964, os governos militares afastaram a possibilidade de mudanças radicais nas relações com o capital estrangeiro (nacionalização das indústrias existentes), o que teria contribuído para a vitória parcial das posições nacionalistas.

concessionárias contra a União, como se o poder concedente, por qualquer razão, não tivesse estabelecido um nível tarifário suficiente para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias” (Lima, 1996: 150).

Em meio à vigência do critério de remuneração baseado no “custo do serviço” e no princípio de remuneração garantida, os recursos gerados eram apropriados pelas concessionárias através de vários mecanismos. Como veremos a seguir, a criação e o reforço destes mecanismos de apropriação geraram a elevação da tarifa real entre 1964 e 1973, o que trouxe elevada capacidade de mobilização de recursos internos no período.

Vejam os mais de perto quais eram estes mecanismos, como se processavam e quais relações guardavam com a tarifa. Tal detalhamento é indispensável não apenas para que se possa compreender melhor o papel desempenhado pelo autofinanciamento na primeira fase da intervenção estatal, mas também para evidenciar as transformações ocorridas nesse campo já no início dos anos setenta.²⁴

Um primeiro mecanismo de apropriação de recursos era a quota de reversão, mecanismo criado em 1957 que consistia em recolhimentos realizados pelas concessionárias no montante de 3% do investimento remunerável. A partir de 1964, esta fonte de recursos é reforçada, uma vez que, com a edição do decreto 54.936, tornava-se obrigatória a incidência da correção monetária sobre o valor original dos bens do ativo imobilizado. *“Na medida em que o imobilizado (era) a base de cálculo dos mais importantes componentes de custo do setor (remuneração do capital e quota de depreciação), esse procedimento implicou substancial elevação do custo do serviço, e, em consequência, da tarifa”* (Almeida, 1993: 45).

Ainda quanto à quota de reversão, destaque-se que sua finalidade estava atrelada, em tese, à geração de recursos para que o Poder Concedente pudesse amortizar o capital investido ao final do prazo de concessão (30 anos). Na prática, porém, esses recursos permaneciam nas concessionárias, compondo fonte de financiamento para investimentos.²⁵

Portanto, dados os eventos listados acima (o aumento do valor da remuneração do capital e da quota de reversão), após o decreto 54.936 iniciou-se um período de realismo

²⁴ Este último ponto será discutido na seção 2.

²⁵ Cf. Lima (1996: 150).

tarifário que ampliou significativamente a geração interna de recursos. Como destaca Medeiros, as tarifas se elevaram, em média, cerca de 60% acima da inflação no período entre 1964 e 1967. Já entre 1967 e 1973, segundo o mesmo autor, enquanto a inflação registrava média anual de 19% ao ano, contabilizou-se elevação de 22% ao ano na tarifa média. Enfim, *“esta rápida elevação das tarifas transform(ou) o setor elétrico estatal num setor rentável. Entre 1968/73 a remuneração do investimento se situa em torno de 10%, com os ativos já reavaliados”* (Medeiros, 1993: 22).

Um segundo mecanismo de apropriação de recursos consistia no Imposto Único Sobre Energia Elétrica (IUEE) e no Empréstimo Compulsório (EC). Seus recursos eram divididos entre a União e os estados: estes recebiam 60% do total, que permaneciam sob administração das concessionárias estaduais, principalmente das grandes empresas integradas da região Sul e Sudeste. Como no caso da quota de reversão, a arrecadação destes recursos vinculava-se às tarifas que, como vimos, apresentou aumento real a partir de 1964.

Há que se ressaltar ainda que em 1967 houve aumento das alíquotas do IUEE e que, em 1969, a legislação do EC sofreu alterações para permitir a ampliação da arrecadação. Esses fatores, juntamente com a política de realismo tarifário, também foram importantes para a elevação do volume de recursos arrecadados internamente no setor.

É importante destacar também que foram beneficiadas através destes eventos as concessionárias estaduais e a ELETROBRÁS. Esta última, ao receber a atribuição de planejar a expansão, passou a contar com parcela do IUEE e do EC nas suas fontes de recursos. Com isso, foi fortalecida sua função de banco de financiamento setorial, o que possibilitou a viabilização de grandes obras no período.

No que diz respeito às concessionárias estaduais, vale frisar que estas detinham ampla autonomia à época (Lima, 1996: 150).²⁶ Sem dúvida nenhuma, o elemento marcante dessa autonomia era a possibilidade de diferenciação de tarifas por empresa. Ou seja, o DNAEE (que era o órgão legalmente responsável pela definição das tarifas) realizava cálculos que refletiam custos específicos por nível de tensão para cada uma das

²⁶ Cf. Lima (1996: 150). Como veremos na seção 2, essa situação irá se alterar profundamente ao longo dos anos setenta.

concessionárias. Com isso, garantia-se a independência de cada unidade empresarial, uma vez que as negociações com o DNAEE envolviam somente a aplicação da remuneração garantida sobre os elementos que compunham o custo do serviço particular de cada concessionária.

Em suma, no período que corresponde à primeira fase da intervenção estatal, o setor elétrico brasileiro contou com um padrão de financiamento adequado à rápida expansão do serviço. Este contexto financeiro favorável permitiu a rápida expansão do sistema elétrico nacional exatamente no período em que a economia brasileira apresentava elevadas taxas de expansão da produção industrial e do PIB, ou seja, em meio ao elevado ritmo de crescimento do consumo de energia elétrica.

A rápida expansão do setor elétrico, portanto, foi fundamental para impedir que a oferta de energia limitasse o ritmo do crescimento econômico. Além disso, a expansão setorial apresentou efeitos multiplicadores por toda a economia, com destaque para a elevação da demanda para as indústrias de bens intermediários, bens de capital e construção civil.

Por fim, chama atenção nesse período o crescimento significativo dos recursos gerados internamente, seja pela criação e reforço de tributos específicos, seja pelo comportamento da tarifa. A manifestação deste evento é visível na evolução da participação dos recursos próprios setoriais na totalidade de recursos usados pelo setor: se em 1967 os recursos próprios perfaziam cerca de 34% do total de recursos, em 1973 esta participação já atingiria 45% do total.²⁷ Quanto aos recursos externos, embora tenha sido registrado crescimento de sua participação desde 1967, a maior contribuição dessa fonte na estrutura de financiamento setorial se dará somente a partir de 1973 e, principalmente, a partir de 1977, quando o endividamento externo será impulsionado por fatores que serão examinados nas próximas seções.²⁸

²⁷ Cf. Almeida (1993: 44).

²⁸ Cf. Medeiros (1993: 23).

2. A segunda fase da intervenção estatal: centralização de recursos e decisões na esfera federal.

Vimos na seção anterior que a primeira fase da intervenção estatal no setor elétrico brasileiro foi marcada, entre outros fatores, pela existência de certa autonomia financeira e decisória das concessionárias estaduais. Vimos também que, na década de cinquenta, tais concessionárias já haviam tomado as primeiras iniciativas de inversão no setor com vistas à superação das crises de oferta de energia elétrica que vitimavam seus respectivos estados.

Como veremos a seguir, já no início dos anos setenta, surgem medidas importantes com vistas à centralização de recursos e decisões na órbita federal. Esta constatação nos impõe, portanto, a tarefa de sintetizar as razões desta centralização e os mecanismos pelos quais ela se processou. Na verdade, a importância desta síntese está ligada à análise que será desenvolvida na seção 3, onde será exposto que a crise que o setor enfrentou a partir dos anos oitenta esteve relacionada, entre outros fatores, às implicações desta política de centralização de recursos num cenário de deterioração do valor real das tarifas e piora das condições de financiamento externo.

Antes, porém, de passar à análise das razões e dos mecanismos da centralização, é necessário explicitar o espaço de atuação dos agentes federais e estaduais no arranjo institucional em foco.

2.1. O espaço de atuação das concessionárias estaduais e federais.

Em se tratando das concessionárias estaduais, há que se destacar que nas regiões Sul e Sudeste a precedência de seus investimentos, bem como a situação de autonomia financeira vigente nos anos sessenta e na primeira metade dos setenta, induziram a constituição de empresas integradas de grande porte. Esse grupo abrangia a CESP, a CEMIG, a COPEL e a CEEE, ou seja, as empresas que combinavam geração em grande escala e distribuição de energia em seus respectivos estados. Por outro lado, nas demais regiões do país, as empresas estaduais se consolidaram como empresas distribuidoras, ou seja, concentraram suas atividades na transmissão e distribuição local.

Quanto às empresas federais, sua presença no segmento de distribuição de energia sempre foi muito restrita, envolvendo apenas duas empresas (*LIGHT* e *ESCELSA*) incorporadas dos ativos das antigas empresas estrangeiras (*LIGHT* e *AMFORP*). Por outro lado, no que se refere às empresas federais atuantes no segmento de geração, suas ações foram progressivamente ampliadas a partir da criação da *ELETROBRÁS* em 1961, quando começou a se manifestar mais nitidamente a intenção do Governo Federal de ampliar sua participação na geração de energia elétrica. A esse respeito, vale ressaltar que as empresas geradoras federais tinham a atribuição de realizar os grandes investimentos que não estivessem ao alcance financeiro ou técnico das concessionárias estaduais, ou então que se localizassem em fronteiras estaduais, o que era freqüente.

Ainda quanto às geradoras federais, devemos destacar que seus espaços de atuação foram aos poucos se delimitando até surgirem as chamadas regiões geoelétricas, que são as regiões correspondentes às áreas de atuação das quatro grandes empresas geradoras federais. *FURNAS*, a primeira dessas empresas, atuava nos estados da Região Sudeste e no sul de Goiás; a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (*CHESF*) atendia os estados da Região Nordeste; a *ELETRONORTE* servia os estados e territórios da Região Norte, o atual estado de Tocantins e o Mato Grosso; e, a *ELETROSUL* atuava nos estados da Região Sul e no Mato Grosso do Sul.

Segundo Prado (1996), a conformação destes espaços de atuação determinou o surgimento de conflitos esporádicos, dada a superposição das áreas de concessão das empresas estaduais integradas e das geradoras federais. Assim, sobretudo nas Regiões Sul e Sudeste, a presença das geradoras federais (*FURNAS* e *ELETROSUL*) ao lado das concessionárias estaduais integradas teria originado disputas *“por um aproveitamento específico, pela ordem de prioridades em que ser(iam) concedidas as autorizações para início de cada obra e pela alocação de recursos no caso de construção simultânea”* (Prado, 1996: 76).

Ademais, como não era permitido às empresas do Sul e do Sudeste investir fora dos limites de seus estados e, dado que estava em curso a rápida ocupação dos grandes aproveitamentos hidrelétricos nas suas áreas de concessão, passados os anos, a expansão da capacidade de geração a partir de grandes empreendimentos hidrelétricos passaria a ser,

necessariamente, cada vez mais uma atribuição das geradoras federais, principalmente da ELETRONORTE, cuja área de atuação envolvia os maiores aproveitamentos hidrelétricos ainda disponíveis. Neste arranjo, portanto, as grandes empresas do Sul e Sudeste seriam crescentemente limitadas à distribuição e aos pequenos aproveitamentos em suas áreas. Conseqüentemente, a expansão da capacidade de geração deveria ser levada adiante fundamentalmente pelas geradoras federais, fato que trazia o imperativo de transferir para a ELETROBRÁS (e desta para as geradoras federais) parcela crescente dos recursos setoriais.

Em suma, a tendência à centralização apontada acima se manifestaria num setor que, como vimos, correspondia a um caso único de estrutura setorial federalizada. Ou seja, diferentemente dos setores de telecomunicações e de petróleo, grande parte do capital setorial era controlada pelos governos estaduais.²⁹ Como veremos a seguir (seção 3), tal configuração tornar-se-ia foco de intensos conflitos nos anos oitenta, quando a queda da tarifa real e a deterioração das condições de financiamento tornaram problemático o sistema de transferências de recursos intra-setorial que viabilizava a centralização de recursos. No entanto, até meados dos anos setenta, a situação de conflito foi evitada pela manutenção de tarifas reais elevadas que garantiam capacidade de autofinanciamento.

Ainda quanto ao potencial de conflito e às formas de interação dos agentes setoriais naquela estrutura institucional, é preciso acrescentar que a atividade de distribuição, cujo domínio era estadual, sempre representou a “bilheteria” do sistema, ou seja, o “caixa” a partir do qual operava o sistema de pagamentos e as transferências intra-setoriais. Dado que a participação da ELETROBRÁS no capital votante das concessionárias estaduais não era significativa³⁰, o controle federal sobre as ações das mesmas só poderia se realizar por mecanismos regulatórios (derivados do domínio federal dos aproveitamentos hídricos e do caráter público atribuído ao serviço) e financeiros (derivados do controle federal sobre as

²⁹ Para se ter uma idéia, em 1990, quando a centralização já havia atingido seu ápice, os estados detinham o controle quase absoluto dos ativos de distribuição e cerca de 35% da capacidade de geração. Nesse momento, as empresas federais mostravam-se fortemente especializadas em geração e transmissão, respondendo por apenas algo em torno de 20% da distribuição. Cf Prado (1996: 81-82)

³⁰ Tal fato seria conseqüência, em parte, da preferência por financiamento via crédito ao invés de aportes de capital nos anos setenta. Cf. FUNDAP/IESP (1989: cap. 3).

tarifas, sobre a maior parcela dos recursos financeiros centralizados na ELETROBRÁS e sobre o endividamento, dadas as resoluções do Conselho Monetário Nacional).

Por fim, faz-se necessário ressaltar também que, se por um lado, havia tais focos de conflito, por outro, o desenvolvimento do setor levou à integração operacional e ao planejamento, como foi visto na seção 1.2. Na verdade, como veremos na seção 3, a somatória destes fatores, ao combinar estas duas formas distintas de relações federativas, iria determinar a natureza e a amplitude dos conflitos.³¹

2.2. Raízes e mecanismos da centralização.

Vimos nas páginas anteriores que no modelo institucional em foco não era permitido às concessionárias estaduais integradas investir nas fronteiras estaduais e fora de suas áreas de concessão, ou seja, nas áreas onde então se localizavam alguns dos aproveitamentos hidrelétricos mais importantes do país. Vimos também que, à medida que o setor se expandia, crescia a integração operacional e a importância da coordenação das estratégias dos vários atores relevantes, aspectos que já indicavam o aumento da participação dos agentes federais, sobretudo da ELETROBRÁS (a *holding* das empresas federais, criada em 1961).

Além dessas questões, vimos na seção 1.3 que, a partir de 1964 (durante a primeira fase da intervenção estatal), o setor elétrico brasileiro foi beneficiado pela constituição de um padrão de financiamento adequado à sua expansão. Tal padrão de financiamento, como se viu, possibilitava a mobilização de vultosos recursos, os quais eram cobrados do consumidor final de forma direta (tarifas de fornecimento realistas e quota de reversão) e indireta (imposto único sobre energia elétrica e empréstimo compulsório).

Resgatadas tais questões, é preciso acrescentar que nos anos setenta foi reforçada a tendência de centralização de recursos e decisões na esfera federal. Vejamos como Prado (1996) e Medeiros (1993) abordam a questão.³²

³¹ Cf Prado (1996: 81-83)

³² Outro trabalho interessante sobre o tema é o de Amaral Filho (1991).

Segundo Prado (1996: 85-86), a estratégia de crescimento e desenvolvimento econômico consubstanciada no II PND trouxe implicações decisivas quanto ao papel dos agentes atuantes no setor elétrico brasileiro. Apoiando-se em projeções de crescimento da ordem de 10% ao ano e num diagnóstico de esgotamento dos recursos hídricos exploráveis próximos aos grandes centros urbanos, os idealizadores daquela estratégia de desenvolvimento vislumbraram a possibilidade de ocorrência de uma grave crise energética num horizonte de dez anos.

Dado esse diagnóstico, a nova orientação mostrou-se claramente: seria necessário promover mudanças que garantissem a ampliação e a centralização dos recursos financeiros setoriais na esfera federal, uma vez que somente dessa forma seria possível executar os investimentos necessários à desejada expansão da capacidade de geração. É desta visão que surge, portanto, a iniciativa de implementação dos grandes projetos energéticos dos anos setenta, como Itaipu (na região da fronteira com o Paraguai), Tucuruí e a criação do grupo NUCLEBRÁS.

Devemos advertir, no entanto, que o modelo regulatório e o padrão de financiamento do setor elétrico brasileiro já permitiam certo grau de centralização de recursos na ELETROBRÁS antes mesmo da adoção da estratégia do II PND. Em primeiro lugar, a *holding*, ao assumir o papel de banco de desenvolvimento setorial, já contava com um montante significativo de recursos provenientes do EC³³ e de parte do IUEE. Em segundo lugar, em 1971, quando foi modificada a quota de reversão a partir da criação da Reserva Global de Reversão (RGR), a ELETROBRÁS já havia conquistado maior parcela dos recursos setoriais. Isto porque, diferentemente da quota de reversão (cujo recolhimento

³³ Segundo Lima (1996: 151), até 1972, 60% dos recursos provenientes do EC eram destinados aos estados e municípios, à semelhança do IUEE. Após essa data, uma alteração legal na legislação relativa ao EC determinou que tais recursos passassem a ser integralmente controlados pela ELETROBRÁS.

era mantido nas concessionárias para financiamento de investimentos), os recursos da RGR eram transferidos para a ELETROBRÁS, que era a gestora exclusiva desses recursos.³⁴

Nesse contexto, portanto, a centralização de recursos ocorrida anteriormente à estratégia do II PND desempenhou papel importante para a viabilização de grandes projetos hidrelétricos que, além de estarem fora da alçada financeira ou da área de concessão das empresas estaduais, permitiram o surgimento de economias de escala que se traduziram em externalidades positivas para o setor privado. Em suma, justificava-se a centralização de recursos até este momento pela sua funcionalidade no sentido de promover uma alocação de recursos que possibilitava a minimização dos custos globais (e, portanto, das tarifas) no longo prazo.

Vejamos agora quais mudanças regulatórias foram lançadas no sentido de garantir o avanço da centralização de recursos e decisões para fazer levar adiante a estratégia do II PND.³⁵

A primeira mudança significativa orientada para levar adiante a centralização corresponde à Lei de Itaipu (Lei 5899/73). Na verdade, esta lei representou uma ruptura em relação às práticas usuais e à interação das estratégias dos agentes estaduais e federais. Senão vejamos.

Em primeiro lugar, a forma como foi realizada a interligação do sistema, definida na Lei de Itaipu, concedeu enorme poder aos GCOIS (Grupo Coordenador para Operação Interligada)³⁶. Segundo Medeiros (1993: 49), *“esses organismos (GCOIS), liderados pela ELETROBRÁS, passaram a dispor, inclusive, de poder de veto da holding do sistema*

³⁴ “Assim, um ônus, que até então implicava maior volume de recursos para a própria concessionária, passou a constituir um fundo com possibilidade de transferência para outras regiões, a critério da ELETROBRÁS. É essencial notar que, sendo a RGR uma porcentagem do investimento remunerável, ela penalizava as empresas que possuíam maior ativo imobilizado, ou seja, impunha aos consumidores um ônus proporcional à dimensão do capital próprio da empresa da sua região – pois não implicava necessariamente maior volume de recursos para seus investimentos. Significava, em suma, transferência de renda dos consumidores da região mais desenvolvida para o resto do Brasil via ELETROBRÁS” (Lima, 1996: 150-151).

³⁵ Tal análise importa aos nossos objetivos porque a partir dela poderemos demarcar algumas questões fundamentais à discussão que será aprofundada na seção 3, ou seja, de como a crise financeira tornou-se uma crise federativa e institucional.

³⁶ Os GCOIS foram instituídos pelo Decreto 73.102 de 7 de novembro de 1973. Tal decreto atribuiu a esses grupos a função de coordenação, decisão e encaminhamento de providências para que se atingisse o uso racional dos ativos do parque gerador e da rede de transmissão, fossem os ativos existentes ou aqueles que viessem a ser criados.

*elétrico quando suas decisões não atendiam aos interesses empresariais de alguma empresa do seu grupo.”*³⁷

Em segundo lugar, tal lei, além de definir prioridade para a construção da usina hidrelétrica de mesmo nome, estabeleceu quanto cada concessionária distribuidora deveria adquirir da energia gerada por esta usina. É importante frisar que tal determinação significou uma ruptura nas práticas usuais do setor, já que, até então, o montante de energia comercializada era definido pelos contratos negociados entre supridoras e distribuidoras.

Segundo Prado (1996: 85-87), tal fato é relevante não apenas por representar uma ruptura nas práticas usuais, mas porque a dimensão de Itaipu trouxe à tona, de forma abrupta, a incompatibilidade entre os interesses dos agentes federais e estaduais. Isto porque, se os estados continuassem investindo no ritmo anterior, a energia oriunda dos novos projetos certamente tornar-se-ia redundante. De fato, após o advento da Lei de Itaipu, as empresas que operavam nas áreas que seriam atendidas por essa usina foram obrigadas a rever seus planos de expansão levando em conta a plena absorção de energia que seria gerada por essa usina (energia esta que correspondia à cerca de 70% de todo o parque gerador existente em 1974). Com isso, o Governo Federal, pela primeira vez na história do setor, estabelecia restrições aos investimentos das concessionárias estaduais.³⁸

Além de restringir os investimentos das concessionárias estaduais, a Lei de Itaipu garantiu o avanço da centralização de recursos na medida em que a tarifa correspondente à energia a ser adquirida da nova usina obedecia ao critério denominado “tarifa pelo passivo”. Segundo Lima (1996: 151), esta forma de cobrança foi definida para que fossem gerados recursos suficientes para cobrir os custos operacionais e os encargos financeiros de Itaipu, estipulados, na sua maior parcela, pela participação de créditos externos. Desse modo, as concessionárias que adquirissem a energia da usina teriam seu custo operacional indexado à taxa de câmbio e às taxas de juros internacionais. Cabe ressaltar que este fato tornar-se-ia problemático para as empresas estaduais apenas quando o comportamento

³⁷ Dada essa determinação legal, ficava explícito que a interação harmoniosa das estratégias dos agentes estaduais e federais (que havia caracterizado a primeira fase da intervenção estatal no setor elétrico brasileiro) seria convertida numa relação de subordinação dos interesses estaduais às novas determinações federais. Voltaremos a essa questão mais à frente.

³⁸ Como exemplo vale citar o caso da CESP que, após a Lei de Itaipu, simplesmente não obteve autorização para novas obras.

daquelas variáveis se tornasse discrepante das variáveis determinantes de suas receitas, o que, como veremos na seção 3, ocorreria no início dos anos oitenta.

Finalmente, na medida em que a Lei de Itaipu estabeleceu a obrigatoriedade de submissão das decisões do DNAEE à ELETROBRÁS³⁹, a outorga de novas concessões (que era atribuição do DNAEE) tornou-se subordinada ao planejamento elaborado pela *holding*. Com isso, a Lei de Itaipu transformou o DNAEE numa mera agência cartorial de novas concessões ao mesmo tempo em que reforçou o poder da ELETROBRÁS, o que era coerente com a estratégia de centralização decisória e financeira perseguida pelo Governo Federal.⁴⁰

Se, de um lado, a orientação da Lei de Itaipu feriu os interesses estaduais relativos aos planos de expansão e às expectativas de faturamento na atividade de geração elétrica, havia, no entanto, outros elementos que atuavam no sentido de impedir a instauração de um conflito franco e aberto. Estes elementos diziam respeito não apenas ao ambiente político de então, mas, sobretudo, ao quadro de realismo tarifário já mencionado e às facilidades crescentes quanto à ampliação dos empréstimos externos.⁴¹ Quanto à questão tarifária, um fato relevante foi a possibilidade de diferenciação das tarifas por empresa. Como vimos, dado que o princípio de formação das tarifas obedecia ao critério do ‘custo do serviço’, a definição do valor da tarifa envolvia apenas a aplicação da remuneração legal sobre os componentes do ‘custo do serviço’ de cada concessionária.⁴²

Em suma, não obstante o fato de que a estratégia federal trouxe a ruptura do quadro de autonomia decisória das empresas estaduais, o conflito aberto seria adiado temporariamente dada a garantia de remuneração legal, o realismo tarifário e a facilidade de obtenção de empréstimos externos. Como veremos na seção 3, estas condições favoráveis começaram a ser desfeitas em 1975.

A segunda mudança significativa trazida pela nova orientação corresponde à instituição da equalização tarifária em todo o território nacional em 1974. Segundo Lima (1996: 151), “(a)té então, desde 1971, as concessionárias eram obrigadas a transferir para

³⁹ Lei 5899/73, artigo 14.

⁴⁰ Cf. Medeiros (1993: 50).

⁴¹ Esta questão será abordada na seção 3.

⁴² Como veremos a seguir, essa sistemática será alterada em 1974 com o advento da equalização tarifária.

a ELETROBRÁS o equivalente a 3% do investimento remunerado para a RGR. Em 1974, esse percentual foi elevado para 5% e foi estabelecido que 40% dos recursos gerados deveriam ser depositados numa nova conta, chamada Reserva Global de Garantia (RGG). Esta permitia à ELETROBRÁS administrar a equalização das tarifas em nível nacional, transferindo recursos dessa conta para as empresas cuja estrutura de custos fosse incompatível com a tarifa nacional unificada.”

Ou seja, como adverte Almeida (1993: 61), o setor elétrico brasileiro, que já estava sendo projetado como um sistema único no plano físico (dadas a interligação dos sistemas elétricos regionais, a coordenação e o planejamento centralizado), passava a ser um “*locus único de acumulação, com as concessionárias sendo instadas a dividir os ônus e vantagens financeiras do funcionamento do sistema*”. Isso posto, passemos à análise dos objetivos dessa mudança.

De certo, a equalização tarifária constituiu instrumento importante na implementação da estratégia de desenvolvimento do II PND. A partir dela buscava-se promover a desconcentração industrial e a redução da dependência energética brasileira em relação ao petróleo. Senão vejamos.

Até a instituição da equalização, as tarifas eram diferenciadas porque refletiam as distintas estruturas de custos de geração e distribuição das concessionárias. Nesse quadro, as concessionárias atuantes nos estados da região Sudeste podiam diluir os custos de seus serviços sobre o grande contingente de consumidores. Assim sendo, podiam assegurar a expansão de investimentos praticando uma tarifa inferior àquela praticada nas regiões correspondentes aos mercados menores, o que, sem dúvida alguma, incentivava a concentração industrial nas suas áreas de concessão.

Esse incentivo à concentração originado na diferenciação das tarifas é eliminado em 1974 quando se dá a equalização das tarifas no plano nacional. De fato, esta medida implicou crescimento das tarifas das empresas da Região Sul e Sudeste uma vez que, após a equalização, passou a ocorrer transferência do “excesso de remuneração” destas empresas para aquelas localizadas nas demais regiões do país. Desse modo, as empresas localizadas na região norte receberam um volume adicional de recursos e a ELETROBRÁS reforçou suas fontes de financiamento, o que viabilizou o aproveitamento dos maiores potenciais

hidrelétricos do país, vale dizer, daqueles aproveitamentos que geravam as maiores economias de escala para o conjunto do sistema interligado.

Posta a questão nestes termos, podemos destacar que, considerando conjuntamente a equalização tarifária, a Lei de Itaipu e os mecanismos de reforço e centralização de recursos, ficam evidentes quais eram as missões reservadas ao setor elétrico na implementação da estratégia desenvolvimentista: em primeiro lugar, viabilizar, no longo prazo, a obtenção de tarifas bastante reduzidas a partir da realização de grandes obras hidrelétricas capitaneadas pela ELETROBRÁS, o que equivalia a incentivar a redução da dependência energética do país em relação ao petróleo; em segundo, incentivar a desconcentração industrial ao eliminar a influência do diferencial de tarifas na definição da localização dos investimentos industriais.

Portanto, em 1974 ampliavam-se significativamente os objetivos que o setor elétrico havia cumprido na primeira fase da intervenção estatal. Já não se buscava apenas prover a sociedade de um serviço público fundamental com qualidade e preços reduzidos. Tratava-se, isto sim, de utilizar o setor elétrico como meio de atingir os objetivos estipulados naquela estratégia de desenvolvimento. Para que esses objetivos pudessem ser cumpridos, o setor elétrico brasileiro – que já era unificado no plano físico – unificou-se enquanto *locus* de acumulação, reforçando e centralizando seus mecanismos de geração interna de recursos.

Isto posto, cumpre acrescentar que à mesma época da equalização foi criado outro canal de transferência de recursos para ELETROBRÁS. Trata-se da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), uma conta que também garantia um reforço das fontes de recursos da ELETROBRÁS e que complementava a RGG na função de administração financeira de curto prazo do conjunto das concessionárias. Tal mecanismo visava prover fundos para o financiamento da complementação térmica nas áreas onde isso fosse necessário, ou seja, nas áreas ainda precariamente atendidas pelo sistema elétrico nacional.⁴³

⁴³ A estratégia em foco buscava o uso de energia térmica de modo apenas complementar porque, como vimos na seção 1, era inquestionável a vantagem proporcionada pela opção hidrelétrica em termos do custo da energia gerada. Isso reforça a convicção de que a promoção e a sustentação de níveis tarifários reduzidos eram objetivos fundamentais naquele momento.

Finalmente, cabe perguntar por que a RGG e a CCC não encontraram resistências maiores por parte das empresas estaduais naquele momento, já que constituíam meios de redirecionamento de recursos das áreas de concessão das concessionárias integradas do Sul e do Sudeste para as demais regiões do país. A esse respeito é importante frisar que, ao mesmo tempo em que a equalização foi implementada, as remunerações mínimas das concessionárias foram elevadas para 12% ao ano, com aumentos mais que proporcionais para as tarifas mais baixas (o que acarretou num aumento da tarifa média de cerca de 10%).⁴⁴

Em suma, como as tarifas garantiam a rentabilidade dessas empresas, a criação dos instrumentos de reforço da posição financeira da ELETROBRÁS (RGG e CCC) e a restrição à autonomia estadual (expressa na Lei de Itaipu) não enfrentaram forte oposição das concessionárias naquele momento.

Analizadas as razões e os principais mecanismos da centralização dos recursos e decisões na esfera federal, passaremos a abordar a seguir os fatores que desencadearam a crise do setor elétrico brasileiro.

3. A crise financeira e institucional do setor elétrico brasileiro.

Vimos na seção anterior que a partir da estratégia do II PND foram significativamente ampliadas as tarefas colocadas ao setor elétrico brasileiro. Como estas tarefas eram ambiciosas, as condições de financiamento deveriam ter sido minimamente preservadas para que fossem minimizadas as possibilidades de ocorrer uma nova crise financeira. Afinal, o setor estava servindo uma estratégia de desenvolvimento que, em tese, procurava gerar benefícios para toda a sociedade brasileira, seja através da minimização dos valores tarifários no longo prazo, seja através da tentativa de redução das disparidades regionais por meio da eliminação dos incentivos à concentração industrial.

⁴⁴ Cf. Lima (1996: 152-153).

Lamentavelmente, tal condição não foi cumprida e a partir de 1975 já se esboçava a deterioração das condições de financiamento setoriais. Passemos, então, à análise dos determinantes da crise.

De modo geral, a crise foi o resultado da subordinação do setor às amplas diretrizes da política econômica num contexto de deterioração das condições de financiamento setoriais. Mais especificamente, a partir da segunda metade dos anos setenta as tarifas passaram a ser utilizadas como instrumento da política de estabilização e como meio de promoção das exportações, cessaram as transferências de recursos fiscais para o setor (dada a crescente fragilidade fiscal e financeira do setor público) e as captações de recursos no exterior se voltaram mais à administração da dívida externa e do Balanço de Pagamentos do que às necessidades de recursos para investimentos no setor.

Vejamos, em primeiro lugar, a evolução das tarifas e os efeitos gerados sobre os mecanismos de transferências de recursos intra-setoriais. A tabela 3 mostra a evolução das tarifas de fornecimento no período 1975/89.

Tabela 3- Evolução das tarifas de fornecimento em US\$ (Base 1975=100)	Tarifa Média	Industrial (*)	Residencial	Comercial
1975	100	100	100	100
1977	84	89	84	83
1979	76	83	74	77
1981	80	100	61	80
1983	65	80	49	66
1985	62	83	41	63
1987	68	93	46	75
1989	47	63	29	52

(*) Exclui as tarifas especiais

Fonte: DNAEE; Cf. Lima (1993: 34).

Como se pode constatar pelos dados apresentados, houve uma queda significativa das tarifas reais de fornecimento a partir da segunda metade da década de setenta. Com a deterioração das tarifas, a rentabilidade das empresas foi reduzida, mas o mesmo não ocorreu, de início, com os recolhimentos das quotas de RGG e RGR uma vez que estes eram definidos em função do capital investido e não da receita tarifária. No entanto, dado que o mecanismo de equalização tarifária estabelecia recolhimentos apenas para as concessionárias que obtivessem remuneração superior a 10%, com o passar do tempo as

transferências foram reduzidas e, em muitos casos, deixaram de ser realizadas porque a deterioração tarifária reduziu a remuneração das empresas para patamares próximos ou mesmo inferiores àquele percentual.

Para tentar reverter essa situação e levar adiante a centralização de recursos, o Governo Federal lançou uma medida importante no ano de 1981. O resultado, como veremos a seguir, foi o surgimento de conflitos crescentes entre as esferas federal e estadual, conflitos estes que culminaram na crise federativa e institucional dos anos oitenta.

Para viabilizar novamente as transferências de recursos, o Governo Federal criou, em 1981, a figura da Remuneração Média do Setor. A partir dessa medida institucional ficou estabelecido que a base de cálculo da RGG passaria a ser a diferença positiva entre a remuneração de cada empresa e a remuneração média do setor, mesmo que não fosse atingido o patamar de remuneração que cada concessionária tinha direito por lei. Após essa medida as transferências foram restauradas e a centralização ganhou um reforço adicional quando, na mesma época, o recolhimento da RGR passou de 3% para 4% do capital investido.

Portanto, com esse conjunto de medidas, *“buscava-se a um só tempo socializar o impacto da restrição tarifária para o conjunto das concessionárias e preservar, em meio à crise setorial, o modelo centralizador de recursos através do fortalecimento da ELETROBRÁS na sua função de ‘holding’ fornecedora de capital de empréstimo”* (Lima, 1996: 154). A esse respeito, vale observar os dados da tabela 4, pois através deles ficam evidentes dois fenômenos já relatados: de um lado, a partir da Lei de Itaipu e da equalização tarifária, o sentido das transferências setoriais passou a apontar para o direcionamento de fluxos líquidos de recursos das empresas estaduais para as federais; de outro, após 1981, quando foi criada a tarifa média e quando foi elevado o recolhimento da RGR, observa-se o reforço dessa tendência de centralização de recursos.

Tabela 4- Fluxo consolidado de recursos entre as empresas estaduais e federais (preços constantes: Cr\$ 10*9; 1984).	A	B	B/A
1973	921	836	0.908
1975	1340	1170	0.837
1977	1009	1374	1.362
1979	890	1702	1.912
1981	695	2923	4.206
1983	492	2386	4.850

A: Total de recursos recebidos da ELETROBRÁS e do Governo Federal pelas seguintes concessionárias: CEMIG, CELG, CESP, CELESC, CEEE, COPEL, CPFL, ELETROPAULO e COELBA. A ELETROPAULO compõe a série a partir de 1981. Até essa data a empresa pertencia, inicialmente, a LIGHT e, posteriormente, ao Governo Federal.

B: Total de recursos enviados a ELETROBRÁS e ao Governo Federal pelas mesmas empresas.

Fonte: Empresas Estaduais; Cf. Medeiros (1993: 51).

Ainda quanto à redução do valor real das tarifas, cabe frisar mais um aspecto relevante para a compreensão da crise que o setor começava a atravessar. Em 1971, quando da alteração da RGR, foi reafirmado o princípio de que cada concessionária teria direito a uma remuneração mínima de 10% sobre o capital investido. Assim sendo, as diferenças negativas (ou positivas) da remuneração efetiva perante a legal deveriam ser registradas (ou depositadas) numa Conta de Resultados a Compensar (CRC).

O aspecto relevante em torno da CRC reside no fato de que, com a redução das tarifas e da remuneração, crescia o débito do Governo Federal junto às empresas. Desse modo, em contexto de redução do valor real das tarifas, a CRC passava a representar um ativo do setor elétrico e um passivo do setor público. Quando, em 1979, tal conta passa a ser corrigida monetariamente, seu saldo começa a crescer num ritmo acelerado até 1987⁴⁵: se em 1980 a CRC já atingia um valor correspondente a 25% do investimento anual, em 1983, seu saldo já alcançava 50% do investimento do exercício.⁴⁶ Os dados expressos na tabela 5 ilustram o exposto acima.

⁴⁵ As razões da redução dos saldos da CRC a partir de 1987 serão expostas ao final dessa seção.

⁴⁶ Cf. Lima (1996: 154).

Tabela 5- Taxa de remuneração setorial e CRC acumulada (NCZS constantes de 1989)	Taxa de remuneração setorial (%)	CRC Acumulada
1981	9.1	4.823
1982	6.7	8.267
1983	4.4	13.587
1984	5.8	18.026
1985	5.1	24.857
1986	3.7	32.753
1987	4.9	39.050
1988	5.8	36.008
1989	4.8	29.913

Fonte: ELETROBRÁS; Cf. Lima (1996: 193).

Dados os apontamentos assinalados, é preciso explicitar que em 1985 tentou-se implementar um programa de recuperação tarifária para o setor a partir do Plano de Recuperação Setorial (PRS). Segundo Lima (1996: 155), nesse momento o endividamento externo do setor já atingia US\$ 20 Bilhões e o serviço dessa dívida totalizava mais de 40% das receitas operacionais líquidas setoriais. Para este autor, o PRS teria sido concebido para capitalizar o setor com recursos externos e, nesse sentido, a recuperação tarifária seria condição para obtenção de novos créditos do BIRD.

A nosso juízo, essa iniciativa revelou novamente a subordinação do setor aos objetivos mais amplos da política econômica de então, vale dizer, à administração do Balanço de Pagamentos e à tentativa de frear a aceleração inflacionária. Isto porque, além do fato da recuperação tarifária ter sido condicionante da obtenção de novos empréstimos, seu início teria sido postergado por mais de um ano (quando da implementação do Plano Cruzado) e interrompido no ano seguinte (com a introdução do Plano Verão). Em síntese, a política antiinflacionária teria sido priorizada já que a recuperação das tarifas se restringiu ao período 1987/88. A esse respeito também é importante frisar que, após o Plano Verão, as tarifas voltaram a igualar os níveis alcançados no momento anterior ao PRS.

Analizados os limites postos à recuperação das tarifas e as contradições geradas a partir da redução de seus patamares, centremos as atenções na questão dos conflitos detonados pela estratégia do Governo Federal.

Além do crédito que as concessionárias estaduais acumulavam na CRC, da Lei de Itaipu e da equalização tarifária, outros elementos contribuíram para o crescimento do

conflito entre o Governo Federal e as concessionárias estaduais. Vejamos como Medeiros (1993: 45-46) aborda a questão.

Segundo este autor, três fatores estariam na origem do conflito: os interesses econômicos regionais, as contendas pelos aproveitamentos de geração e as disputas pelos escassos recursos setoriais. Quanto aos interesses regionais, Medeiros (1993: 45) adverte que, embora a Constituição de 1988 tenha levado, de forma geral, à “*profunda repartição dos recursos públicos, reduzindo drasticamente os da União e ampliando os dos estados e municípios*”, no caso específico do setor elétrico este fenômeno ter-se-ia manifestado de forma diversa. Isto porque, com a transformação do IUEE em ICMS (determinada pela Constituição), a apropriação de recursos deixava de ser condicionada à realização de investimentos no setor elétrico como ocorria durante a vigência do IUEE.

Acerca do IUEE e do EC é relevante fazer um breve comentário quanto à evolução da participação dos recursos apropriados através dos mesmos. O IUEE constituiu importante fonte de recursos para a expansão setorial, chegando a perfazer 11% do total dos recursos setoriais arrecadados no ano de 1971.⁴⁷ Todavia, dois fatores foram decisivos para a redução da importância dessa fonte a partir dos anos setenta. Em primeiro lugar, a base para a cobrança deste encargo – a tarifa fiscal – foi sendo reajustada sistematicamente abaixo da inflação. Em segundo lugar, a crescente deterioração da posição fiscal dos estados impediu que todo o volume arrecadado com esse imposto fosse aplicado no setor elétrico, como ocorria nos anos cinquentas. Portanto, a extinção do IUEE em 1988 representa apenas o final de um longo processo de redução da importância dessa fonte de arrecadação no financiamento setorial.

Os recursos advindos do EC também perderam importância ao longo dos anos setenta. Se em 1971 tais recursos chegaram a atingir 12% do total arrecadado, em 1979 esta participação se reduziu para cerca de 5%.⁴⁸ A explicação dessa tendência reside na mudança dos critérios de arrecadação. Dado que o EC representava uma cobrança que incidia sobre os grandes consumidores, quando foram introduzidos descontos especiais para esse conjunto de consumidores nos anos setenta, o EC começou a perder importância como

⁴⁷ Quanto a outros dados sobre o IUEE, veja a tabela 6, exposta mais a frente.

⁴⁸ Outros dados acerca da participação do EC no total das fontes de recursos do setor elétrico estão disponíveis na tabela 6.

fonte de financiamento setorial. Vale destacar também que a manutenção da tendência de perda de importância do EC reflete o contínuo aumento da participação dos grandes consumidores no total do consumo de energia elétrica, dada a transformação da estrutura industrial verificada nos anos setenta.⁴⁹

Retomando a análise dos determinantes do conflito entre as esferas de governo, podemos salientar que as disputas por aproveitamentos de geração e pelos escassos recursos setoriais guardaram relação direta com o ambicioso programa de obras do setor naquele momento. Isto porque num contexto de tarifas equalizadas, onde o órgão regulador não detinha controle efetivo sobre os custos das concessionárias⁵⁰, a administração das empresas estaduais e federais passaria a priorizar o início de novas obras uma vez que tal iniciativa ampliava o poder de barganha pelos escassos recursos setoriais. *“Dessa forma, a organização das empresas estatais estaduais em torno do espírito associativo deve-se fundamentalmente à disputa dos parques recursos setoriais com o Governo Federal, representado pela ELETROBRÁS, para implementar seus programas de obras – de geração para as maiores empresas e melhorias na distribuição para as menores”* (Medeiros, 1993: 46).

Ainda quanto a esse viés expansionista dos investimentos setoriais, podemos acrescentar que sua ocorrência também seria resultado daquilo que Medeiros (1993: 36-40) denominou de ciclo vicioso introduzido pela contenção tarifária. Em primeiro lugar, a manutenção de baixos patamares tarifários criava expectativas de recomposição de seus valores, já que as empresas tinham direito à remuneração legal. Ademais, mesmo que esta recomposição não se materializasse, ela acabava gerando prognósticos otimistas e servia para a obtenção de novos empréstimos num momento onde se constatava crescente fragilidade financeira das empresas.

Em segundo lugar, com a redução das tarifas estimulava-se o aumento do consumo de energia elétrica, o que era coerente com a estratégia do II PND. Vale frisar em se tratando desse tema que o consumo de energia elétrica foi estimulado não apenas pela contenção da tarifa residencial, comercial e industrial, mas também pela introdução das

⁴⁹ Cf. Medeiros (1993: 39-40).

⁵⁰ As razões do deficiente controle do DNAEE sobre o custo das empresas serão analisadas na seção 4.

tarifas especiais que visavam, por exemplo, a promoção das exportações e o incentivo à substituição de fontes energéticas importadas.⁵¹

Em terceiro lugar, uma vez que a contenção tarifária e as tarifas especiais estimulavam o forte crescimento do consumo de energia elétrica, à medida que se reduziam as margens de capacidade ociosa do parque gerador, surgia a justificativa para o início de novas obras. A esse respeito é importante destacar alguns dados levantados por Almeida (1993: 72-73). Citando outro trabalho de Lima⁵², Almeida destaca que, não obstante o estrangulamento financeiro, no período 1983/84, os investimentos do setor atingiram 90% do maior nível alcançado na década de setenta. Portanto, *“ao invés de se procurar redefinir programas de investimentos em função dos níveis mais realistas de projeção de demanda, foram sendo incorporadas às previsões de mercado expectativas de consumo oriundas de uma situação transitória”* (Medeiros, 1993: 39). Desse modo, a queda dos valores reais das tarifas acabava contribuindo para o surgimento de um viés expansionista que agravava a crise financeira atravessada pelo setor.⁵³

Dadas as observações anteriores, acrescentamos que a partir de 1981, paralelamente à deterioração das tarifas e ao crescimento da dívida do setor, as transferências de recursos intra-setoriais passaram a ser boicotadas pelas concessionárias estaduais, que justificavam o não recolhimento da RGR e da RGG a partir da insuficiência de remuneração. Um dos pontos altos desse conflito foi, sem dúvida alguma, a manifestação dos governadores dos estados do Sul e do Sudeste, em 1987, no sentido de suspender formalmente os recolhimentos da RGG e da RGR e pressionar por mudanças institucionais.

De fato, o boicote dos governos estaduais aos mecanismos de transferência de recursos mostrava que a estratégia do Governo Federal havia encontrado um limite político. No sentido de equacionar esse impasse foram introduzidas, então, novas medidas em 1988.

⁵¹ Entre as medidas destinadas à criação das tarifas especiais, cabe destacar, entre outras, a Portaria 1325, de 21/09/1981, do Ministério das Minas e Energia (MME), que determinava ao DNAEE a criação de tarifa especial para a energia garantida por tempo determinado (EGTD) destinada ao consumidor do grupo A para a substituição de combustíveis derivados do petróleo; e, a Portaria 1548, de 13/11/1982, do MME, que determinava àquele órgão o estabelecimento de tarifa especial para o fornecimento de energia elétrica excedente para a produção de bens exportáveis, tarifa esta destinada aos consumidores industriais que utilizassem energia elétrica de forma intensiva.

⁵² Lima (1989: 145).

⁵³ Voltaremos a abordar esse problema na seção 4.

Nesse ano, “(a) RGG foi substituída pela Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), que desobrigava do recolhimento as empresas que não atingissem a remuneração de 12%. A RGR foi mantida, mas seu recolhimento também foi condicionado à obtenção de remuneração superior à legal. Além disso, facultou-se às concessionárias a possibilidade de aplicar até 49% dos recursos a serem recolhidos a título de RGR na expansão de seu próprio sistema. Por fim, reconheceram-se oficialmente a compressão tarifária e, em conseqüência, a CRC como dívida da União. Introduziu-se ainda a possibilidade de ‘ampla negociação’ dos saldos de CRC das empresas com ativos de propriedade da União, após a dedução das quotas de RGR e RGG existentes até 31/12/1987” (Lima, 1996: 155).

A despeito das medidas acima listadas, a situação financeira das concessionárias permanecia grave. Na verdade, o quadro se mostrava em deterioração com a permanência da compressão tarifária, fato que levou à generalização da inadimplência por parte das concessionárias, tanto externamente (fornecedores de equipamentos e empreiteiros), quanto internamente (RGR e RENCOR).⁵⁴ Portanto, as medidas de 1988 representaram apenas mais uma tentativa fracassada de tentar conciliar o enfrentamento do impasse político com a manutenção da estratégia de centralização de recursos num contexto de subordinação do setor à política antiinflacionária e deterioração das condições de financiamento.

Segundo Lima (1996: 156), após o fracasso dessa iniciativa o Governo Federal lançou outras medidas para tentar viabilizar a centralização de recursos. Em 1990, foi elevada em 27%, em termos reais, a tarifa de suprimento de Itaipu para as empresas distribuidoras do Sul e do Sudeste. O objetivo dessa medida era gerar recursos para o pagamento do serviço da dívida dessa usina, que, liquidando seus débitos vencidos com a ELETROBRÁS, garantiria o financiamento de novas obras (no caso específico, a construção da UHE de Xingó). Como a energia e a tarifa dolarizada de Itaipu representavam focos de conflito, para evitar boicotes a essa medida, a energia elétrica gerada por Itaipu foi segregada na conta dos consumidores. Dessa forma, os pagamentos seriam recolhidos diretamente pela ELETROBRÁS, e não mais pela empresa distribuidora que repassava essa energia ao consumidor.

⁵⁴ Em 1988 praticamente não ocorreram transferências através da RENCOR e da RGR. Cf. Lima (1996: 156).

Como se vê, tais medidas, como as anteriores, não representavam mudanças institucionais profundas, mas sim pequenas alterações na legislação existente que produziam impactos não desprezíveis nas relações entre os agentes atuantes no setor elétrico. Quanto aos efeitos das medidas de 1990, vale destacar que *“a relação entre a energia comprada de Itaipu e o total de energia vendida pelas empresas paulistas passou de 55% em 1989 para 65% em março de 1991, em valor, ao passo que essa relação permaneceu a mesma, ou até diminuiu, quando expressa em quantidade”* (Lima, 1996: 157). Portanto, a manutenção do conflito após essas alterações comprova, uma vez mais, as restrições postas à estratégia de levar adiante a centralização de recursos num ambiente de deterioração das condições de financiamento setoriais.

Analizadas as contradições inerentes à estratégia de centralização de recursos num contexto de subordinação do setor à política de estabilização, passemos à análise do segundo determinante da crise do setor elétrico. Mais especificamente, centremos as atenções no processo de endividamento externo e nas suas implicações. Como veremos, a análise desse processo evidenciará os efeitos deletérios de outra face da subordinação do setor à política econômica, qual seja, a subordinação do endividamento setorial à estratégia de administração do Balanço de Pagamentos.

A tabela 6, além de evidenciar questões já abordadas (a redução da contribuição do IUEE, do EC e da RGR no financiamento setorial), mostra claramente o aumento da participação dos empréstimos e financiamentos do exterior no total das fontes de recursos do setor elétrico entre 1970 e 1985. Vejamos, em primeiro lugar, as razões desse endividamento externo para, em seguida, analisarmos a deterioração das condições de financiamento externo e seus efeitos.

Tabela 6- Fontes de recursos do setor de energia elétrica (porcentagem aproximada)	1970	1975	1980	1985	1989
A) Recursos setoriais	44	45	49	39	55
A1) Recursos próprios (1+2+3)	34	29	35	28	51
1. Geração interna de recursos	25	20	29	23	8
2. IUEE	7	8	4	3	0
3. Outros	2	1	2	2	42
A2) Recursos de terceiros (4+5+6)	10	16	13	11	5
4. RGR	0	9	6	6	1
5. Empréstimo compulsório (EC)	10	7	5	4	2
6. Outros	0	0	2	1	2
B) Recursos extra-setoriais	56	55	51	61	45
B1) Recursos próprios (7+8+9)	23	22	5	2	6
7. União	6	8	2	0	2
8. Estados	15	10	3	1	2
9. Outros	2	3	0	0	2
B2) Recursos de terceiros (10+11+12+13)	33	34	46	59	38
10. Empréstimos e financ. no país	15	13	17	7	6
11. Resolução 63	1	1	6	1	0
12. Empréstimos e financ. no exterior	16	20	23	28	7
13. Banco do Brasil – Avisos MF	0	0	0	23	25
TOTAL: A+B	100	100	100	100	100

Fonte: ELETROBRÁS. Setor de Energia Elétrica – Fontes e usos de Recursos. Vários anos. Cf. Almeida (1993: 157).

A nosso juízo, três fatores contribuíram para a ampliação do endividamento externo das empresas do setor nos anos setenta: a redução das receitas tarifárias, a grande liquidez então existente no mercado financeiro internacional e as pressões do Governo Federal sobre as empresas do setor para que estas, através da captação de empréstimos em moeda estrangeira, viabilizassem os projetos inseridos na estratégia do II PND e o ingresso de divisas para tentar equilibrar o Balanço de Pagamentos. Vejamos mais atentamente essas questões.

A redução das tarifas constitui, obviamente, estímulo à busca de outras fontes de recursos. Além disso, dado que as transferências de recursos fiscais das esferas de governo começavam a escassear a partir de 1975 (tabela 6), a tomada de empréstimos externos tornou-se, naturalmente, uma alternativa crescentemente relevante para a mobilização de recursos num momento onde o setor deslanchava ambicioso programa de obras. Ademais, como destaca Cruz (1993: 5), o crédito externo significava a ampliação do crédito de longo

prazo, ou seja, da modalidade de financiamento mais adequada ao financiamento da expansão e para a qual o sistema financeiro privado doméstico havia se mostrado historicamente incapaz de atender.

Quanto às condições de financiamento vigentes no mercado financeiro internacional até meados dos anos setenta, além da existência de grande liquidez, as taxas de juros eram muito favoráveis ao endividamento das grandes empresas, em geral, e das empresas do setor elétrico, em particular. A tabela 7 ilustra a atratividade do crédito externo para o setor elétrico até o final dos anos setenta ao confrontar a taxa de remuneração do investimento setorial e as taxas de juros no mercado financeiro internacional. Acerca dos dados expressos na tabela, vale ressaltar que o ano de 1979 corresponde ao ponto de inflexão da tendência em foco. De fato, no período que vai de 1979 a 1989, a taxa de remuneração do setor situar-se-ia sistematicamente abaixo das taxas de juros internacionais.

Tabela 7- Taxa de remuneração do investimento no setor elétrico e taxas de juros internacionais	Remuneração do investimento no setor elétrico	PRIME	LIBOR
1975	12.3	7.6	7.8
1977	11.2	6.5	6.1
1979	7.7	11.5	10.5
1981	7.9	20.1	17.3
1983	6.7	10.5	10.0
1985	6.3	9.5	8.0
1987	5.3	8.3	7.0
1989	-0.8	11.4	9.8

Fonte: DNAEE; BANCO CENTRAL; REVISE; Cf. Medeiros (1993: 41).

Ainda no que diz respeito à atratividade das operações de empréstimo em moeda estrangeira, até 1979 o diferencial entre as taxas de juros internacionais e a remuneração garantida (10% ao ano) indicava que as operações de empréstimos representavam boa oportunidade de negócio não apenas para os tomadores, mas também para os potenciais credores das empresas do setor, já que havia confiança quanto ao cumprimento dos compromissos financeiros. Almeida (1993), citando um trabalho da FIPE ⁵⁵, destaca no que se refere a essa questão que os financiamentos oferecidos pelos bancos internacionais privilegiavam naquele momento projetos rentáveis que apresentassem boas garantias

⁵⁵ FIPE (1982).

patrimoniais. Nesse quadro, o setor elétrico brasileiro podia ser classificado como bom tomador de empréstimos dado que as empresas do setor, além de serem empresas de grande porte com experiência acumulada no mercado financeiro internacional, eram vistas como merecedoras de amplas garantias por parte do Governo.⁵⁶

Convém ressaltar também que a contenção tarifária não implicava formação de expectativas mais conservadoras quanto à rentabilidade dos investimentos porque, como vimos anteriormente, as próprias empresas do setor projetavam a recuperação das tarifas no futuro próximo, demonstrando, ainda naquele momento, confiança no cumprimento do princípio da remuneração mínima legalmente garantida. Isso ocorria porque os valores não cobertos pelo custo de serviço num determinado ano eram lançados na CRC, cujos saldos se somavam ao investimento remunerado da empresa nos exercícios seguintes. Desse modo, tal expediente acabava sinalizando novos aumentos tarifários, uma vez que a despesa não coberta num ano deveria ser, em tese, coberta no ano seguinte.⁵⁷

Por fim, o otimismo quanto a sustentabilidade desse ciclo de endividamento externo era demonstrado pela crescente contratação de empréstimos externos pelas empresas do setor elétrico, em particular, e pelas empresas estatais, de modo geral. Se atentarmos para a participação do setor público nas operações de empréstimos em moeda negociadas diretamente nos termos da Lei nº 4131, constataremos que tal participação saltou de 35%, em 1974, para 60% em 1978. De fato, ao examinar os dados da tabela 8, podemos perceber que o crescimento da participação do setor público nessa modalidade de crédito se explica a partir de dois fatores: de um lado, entre 1974 e 1976, houve redução dos empréstimos externos contraídos pelo setor privado – dados os sinais já evidentes de esgotamento do ciclo expansivo da economia brasileira; de outro (e aqui se encontra o fato mais relevante), entre 1974 e 1979, houve uma ampliação sistemática de empréstimos do setor público associados à estratégia do II PND.

⁵⁶ Como veremos a seguir, este apontamento é relevante porque, quando forem alteradas as condições de financiamento, a demora do setor em decidir pela limitação dos seus investimentos será atribuída, entre outros fatores, ao fato de que o mercado imputava riscos reduzidos às operações de crédito das empresas estatais uma vez que estas eram consideradas merecedoras de garantias permanentes do Estado. Cf. Almeida (1993: 74).

⁵⁷ Cf. Medeiros (1993: 54-55).

Tabela 8- Empréstimos em moeda (Lei nº 4131): ingressos brutos segundo a propriedade do capital do tomador	Setor Público: US\$ milhões	Setor Público: %	Setor Privado: US\$ milhões	Setor Privado: %
1972	623,1	24.9	1.874,4	75.1
1973	1.130,9	39.7	1.718,3	60.3
1974	1.098,0	35.3	2.011,5	64.7
1975	1.900,9	50.4	1.872,1	49.6
1976	1.953,3	51.1	1.872,7	48.9
1977	2.500,5	51.5	2.356,9	48.5
1978	5.317,4	60.2	3.511,5	39.8
1979	6.642,9	76.8	2.007,4	23.4
1980	3.687,0	76.6	1.124,1	23.4
1981	5.285,5	69.6	2.311,1	30.4
1982	6.196,3	73.8	2.202,8	26.2
1983	2.297,6	74.9	768,7	25.1
1984	5.589,6	88.0	759,0	12.0
1985	7.636,1	88.7	972,1	11.3

Fonte: Cruz (1993) e Biasoto (1988); Cf. Cruz (1993: 25).

Quanto às operações de empréstimo em moeda estrangeira realizadas no âmbito do setor elétrico, o exame da tabela 9 revela alguns dados importantes que corroboram a análise até aqui realizada. Dado que a estratégia do II PND conferia papel de destaque às empresas do setor, a partir de 1977 as captações de recursos no exterior pelo setor elétrico tornaram-se cada vez mais significativas no total das captações realizadas.

Tabela 9- Empréstimos em moeda (Lei nº 4131): ingressos brutos segundo a propriedade do capital do tomador	Setor Público* (%)	Setor Elétrico (US\$ milhões)	Setor elétrico (%)	Setor Privado (%)	Total (%)
1972	24.9	89,9	3.6	75.1	100
1973	39.7	143,0	5.0	60.3	100
1974	35.3	112,9	3.6	64.7	100
1975	50.4	180,0	4.8	49.6	100
1976	51.1	187,1	4.9	48.9	100
1977	51.5	591,4	12.2	48.5	100
1978	60.2	1.368,3	15.5	39.8	100
1979	76.8	1.599,1	18.5	23.4	100
1980	76.6	1.207,7	25.1	23.4	100
1981	69.6	2.009,5	26.5	30.4	100

* Inclui o setor elétrico, siderurgia, petroquímica, transportes, telecomunicações, intermediações financeiras, administração pública e outros.

Fonte: Registros efetuados junto à Fiscalização e Registro de Capitais Estrangeiros – FIRCE, Banco Central do Brasil; Cf. Cruz (1999: 116).

Os dados da tabela 9 também evidenciam que, a partir de 1977, a participação setorial no total dos empréstimos cresceu sistemática e significativamente. Como já destacado, essa tendência refletia as operações que as empresas do setor realizavam para cumprir os objetivos do II PND.

Segundo Cruz (1999: 114-115), em 1977 foram realizadas expressivas captações de recursos externos pela CESP e, fundamentalmente, pela ELETROBRÁS. Já no ano de 1978 os determinantes mais relevantes da ampliação das captações setoriais foram, segundo o autor, os pacotes de financiamentos oriundos do programa nuclear, bem como as tomadas efetuadas por Itaipu, ou seja, dois dos principais programas associados àquela estratégia desenvolvimentista. Já em 1979, somavam-se àquelas captações os empréstimos tomados pela *LIGHT*, que nesse período já era uma concessionária estatal. Como resultado de todas essas operações, o setor elétrico, que no período 1972/76 respondia, em média, por cerca de 4% do total captado, passava a responder por 26,5% do total de recursos tomados em 1981.

Cruz (1993), ao confrontar os dados de endividamento externo com os objetivos primordiais da política econômica do período, explicita que “(...) *o esquema de financiamento desenhado pelo governo militar atendeu a objetivos globais de política econômica e privilegiou uma fonte de recursos, a saber, o crédito externo. A justificativa macroeconômica para essa opção repousou, como sempre, na tese do hiato de recursos reais. As empresas estatais, ao recorrerem maciçamente ao endividamento externo para prover fundos, em moeda local, aos seus projetos, estariam proporcionando ao país o ingresso das divisas tão necessárias para fazer frente ao déficit na conta de mercadorias e de serviços produtivos. Argumentava-se, também, por suposto, que as condições quanto a volumes, prazos e custo dos créditos externos eram perfeitamente adequadas às necessidades dos projetos a financiar e compatíveis com os fluxos financeiros das empresas estatais*” (Cruz, 1993: 8).

Postas estas observações, fica agora evidente que a já citada subordinação do setor à política econômica do período não se restringia ao objetivo de combate à inflação via contenção das tarifas reais. Como vimos na citação anterior, o ajustamento do Balanço de Pagamentos constituía um segundo aspecto da subordinação citada. No caso específico do setor elétrico, vale ressaltar mais uma vez que, até 1979, as captações se davam em

condições favoráveis e se justificavam pela estratégia do II PND que, como vimos, reservava papel de destaque aos investimentos setoriais.

Quanto aos mecanismos de implementação de tal estratégia no plano macroeconômico, algumas questões desenvolvidas em outro trabalho de Cruz⁵⁸ devem ser colocadas em evidência dada sua relevância. Mais especificamente, é preciso ressaltar que para a obtenção dos resultados desejados no setor externo, além do tradicional recurso ao controle direto das importações, adotou-se uma política monetária restritiva. Segundo Cruz (1999: 64-79), ao elevar as taxas de juros domésticas buscava-se, a um só tempo, combater a inflação e estimular a captação de empréstimos externos via elevação do custo do dinheiro tomado no mercado doméstico.

Portanto, em se tratando do endividamento externo, a elevação das taxas de juros internas representou mais um mecanismo importante na implementação dos objetivos principais da política econômica durante o período que Cruz define como ‘a primeira fase do processo de estatização da dívida externa’. No que se refere especificamente ao setor elétrico, como vimos, além da política monetária restritiva, o ambicioso programa de obras, a contenção das tarifas reais e a redução das transferências fiscais às empresas do setor constituíram os elementos principais da estratégia de estímulo ao endividamento externo no período em foco.

Examinados os determinantes do endividamento externo e os mecanismos através dos quais este foi realizado, vejamos agora de que forma se deu a deterioração das condições de financiamento externo. Na sequência analisaremos o comportamento das empresas estatais nesse novo cenário bem como os reflexos da deterioração citada sobre a situação econômico-financeira de tais empresas.

Almeida (1993: 163), citando documento elaborado pela ELETROBRÁS⁵⁹, assinala que no ano de 1974 a *holding* e suas empresas controladas possuíam em carteira apenas empréstimos concedidos a taxas de juros fixas em dólar, taxas estas que giravam em torno de 4% ao ano. A partir de 1977, porém, essa situação mudaria completamente. Dado que os empréstimos em moeda estrangeira passaram a ser contratados a taxas flutuantes, o

⁵⁸ Cruz (1999).

⁵⁹ ELETROBRÁS (sd).

equilíbrio financeiro das empresas do setor tornava-se dependente do comportamento das taxas de juros internacionais.

Os eventos ocorridos a partir de 1979 são conhecidos: testemunhou-se o segundo choque do petróleo e o Governo dos EUA, na tentativa de conter a depreciação do dólar, passou a adotar uma política monetária fortemente restritiva, o que trouxe o grande salto das taxas de juros internacionais (tabela 7). O efeito fundamental desse novo cenário sobre o setor foi, obviamente, o agravamento da posição financeira das empresas que contrataram empréstimos a taxas de juros flutuantes.⁶⁰

Em suma, *“a crise internacional impôs à economia brasileira um progressivo estrangulamento cambial manifesto, de início, em acentuados desequilíbrios em transações correntes – dados o peso do petróleo na pauta de importações e o volume da dívida contratada a taxas flutuantes – financiados parcialmente por créditos de médio e curto prazos e parcialmente através da queima de reservas internacionais. Por essa época, os grandes bancos credores, com carteiras repletas de ativos crescentemente duvidosos e com problemas de funding, já iniciavam a redução de volumes, o encurtamento dos prazos e o aumento dos spreads dos empréstimos para países considerados de alto risco.”*

“A crise cambial culminou, em fins de 1982, com a interrupção do fluxo de crédito bancário para os países atrasados e teve como desdobramentos mais importantes as negociações globais da dívida e as políticas de ajuste do setor externo impostas pelo cartel dos bancos credores e pelo FMI. Ao longo do período em tela, a economia brasileira transitou de uma posição de absorvedora de recursos externos para uma posição de exportadora líquida de capitais ao exterior, mediante a geração de mega superávits comerciais” (Cruz, 1993: 11-12).⁶¹

Nesse contexto inaugurado em 1979, tem início o que Cruz (1993) denominou de ‘segunda fase do processo de estatização da dívida externa’. O autor em tela destaca que a

⁶⁰ Cruz (1993:11) ressalta que, além da ascensão das taxas de juros e do segundo choque do petróleo, o período que se inicia em 1979 é caracterizado pela recessão nas economias centrais, pela ruptura do mercado internacional de crédito para os países subdesenvolvidos e pela reentrada em cena do FMI. Uma análise minuciosa da influência da política monetária norte-americana como determinante da restrição financeira para os países subdesenvolvidos também pode ser encontrada em Baer (1993: 44-55) e em Batista Jr (1983).

⁶¹ Para uma análise do processo de negociação com os credores internacionais, veja Baer (1993: 84-100). Quanto às restrições ao crescimento econômico advindas do processo de ajustamento, veja Buratini (1998: 5-46).

reação inicial do Governo brasileiro aos desajustes em transações correntes foi estimular o aumento das operações de captação externa.⁶² No entanto, como os capitais privados adotaram postura de fuga dos passivos em dólares diante da instabilidade cambial, da recessão e do movimento errático da política econômica, *“(a) opção do governo militar, uma vez mais, foi a de utilizar à exaustão as empresas estatais e alguns órgãos públicos da administração direta (...) como veículos de contratação de novos empréstimos externos. Esses novos empréstimos – com prazos e custos cada vez mais desfavoráveis – pouco ou nada tiveram a ver com os projetos de inversão das estatais, (...) destinando-se, fundamentalmente, a propiciar divisas, a nível macro, para fazer frente aos desequilíbrios do balanço de pagamentos”* (Cruz, 1993: 12).

Quanto aos mecanismos utilizados para que o setor elétrico levasse adiante essa nova orientação, deve-se dar destaque aos chamados créditos paralelos. Segundo documento da ELETROBRÁS já citado⁶³, tais créditos representavam contrapartidas financeiras de projetos do setor que foram antecipados mediante a contratação de equipamentos e serviços no exterior para efeitos financeiros. Prado (1996) também destaca esse ponto enfatizando que através desses mecanismos ampliou-se a compra dos equipamentos para as obras planejadas ou em andamento.

Segundo este autor, *“(u)m caso ilustrativo é o da usina de Três Irmãos. Originalmente, não se previa geração de energia na barragem. Em 1979-80, no contexto de priorização da obtenção de recursos externos, decidiu-se pelo aproveitamento, projetando e contratando oito máquinas. Houve conflito entre CESP e ELETROBRÁS/DNAEE, que só aceitavam até quatro máquinas. O atraso na construção prolongou o desenlace. Recentemente, a CESP decidiu-se por cinco máquinas, tendo em conta a interligação dos reservatórios de Três Irmãos e Ilha Solteira, o que permite que a quinta máquina opere como reserva. Há estudos para definir o que fazer com as três máquinas que ‘sobraram’. É provável que as usinas térmicas de Candiota, Joaquim Lacerda e Jacuí, no Sul, não tivessem sido iniciadas nessa época se a decisão fosse tomada autonomamente pelo setor elétrico”* (Prado, 1996: 92).

⁶² No que diz respeito às medidas adotadas com esse intuito, veja Cruz (1999: 79-112).

⁶³ ELETROBRÁS (sd: 3).

Em síntese, diferentemente do período anterior, onde o endividamento externo se realizava, em grande medida, para viabilizar investimentos inseridos no plano de expansão, nessa nova fase, o adiantamento desses recursos financeiros resultava na formação de uma capacidade produtiva que só era justificada a partir de previsões muito otimistas quando à ampliação do mercado consumidor.⁶⁴ Para Almeida (1993: 167), a instituição deste expediente representa “(...) *um exemplo marcante tanto do uso certamente abusivo do setor como instrumento de política econômica à época, quanto do grau de dificuldades que o país e o setor enfrentavam para articular um conjunto de ações consistentes visando à saída da crise (...)*”. Ademais, não custa insistir que naquela época os juros internacionais já haviam alcançado patamares muito elevados, descasando-se sistematicamente da taxa de remuneração efetiva das empresas do setor (tabela 7).

Analizados os mecanismos a partir dos quais foram perseguidos os principais objetivos de política econômica, bem como a contribuição das empresas do setor para a realização dos mesmos, vejamos mais de perto quais foram os principais efeitos desse processo no que diz respeito à situação financeira das empresas do setor.

Em primeiro lugar, é preciso explicitar que no período 1980/84 o setor elétrico continuou ampliando significativamente sua dívida em moeda forte. Sem dúvida alguma, os dados da tabela 10 revelam que neste período o estoque da dívida de longo prazo do setor praticamente dobrou em meio às elevadas taxas de juros internacionais. Destaque-se também que nos anos de 1984 e 1985 ocorreram os maiores ingressos de empréstimos em moeda estrangeira e que, após esta data, tais ingressos se reduziram significativamente.

⁶⁴ Voltaremos a abordar essa questão na seção 4, quando será analisada a capacidade de planejamento setorial.

Tabela 10- Perfil do endividamento em moeda (*)	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Curto Prazo	1.689	1.871	1.262	4.050	3.162	6.486	11.423	15.132	13.536	11.113
Moeda nacional	760	552	341	512	641	1.039	529	718	791	600
Moeda estrangeira	676	995	807	549	1.641	1.581	2.732	3.197	3.091	4.074
Resolução nº 63	253	325	114	782	382	255	1.123	602	459	342
Avisos MF	0	0	0	2.207	498	3.611	7.038	10.615	9.193	6.097
Longo Prazo	13.112	16.441	18.833	23.182	27.760	28.486	23.300	21.695	17.003	9.839
Moeda nacional	1.985	3.104	3.571	3.712	3.950	6.310	5.154	5.642	4.649	1.758
Moeda estrangeira	10.684	12.655	14.223	17.022	20.434	21.639	17.029	15.426	12.028	7.972
Resolução nº 63	443	681	1.040	2.448	2.376	538	1.118	627	327	109
Total de empréstimos e financiamentos	14.801	18.312	20.096	27.232	29.922	34.973	34.723	36.828	30.539	20.952
Passivo total	41.594	50.458	57.996	62.145	67.128	72.641	79.135	77.646	70.520	64.257

(*) Em US\$ milhões; preços constantes de dezembro de 1989.

Fonte: ELETROBRÁS (1990); Cf. Lima (1996: 196).

Em segundo lugar, vale notar que os empréstimos de longo prazo em moeda nacional acompanharam a tendência do endividamento externo, embora seus valores fossem significativamente inferiores. Segundo Lima (1996: 165), tais empréstimos “*provavelmente tiveram origem em aplicações da Caixa Econômica Federal – CEF e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES no setor*”. Também segundo Lima (1996: 166), a retração destes fluxos de empréstimos a partir de 1985 se deve às medidas do Governo Federal destinadas a “*quebrar as estreitas vinculações desenvolvidas entre as instituições financeiras públicas e o setor produtivo estatal*”.

Em terceiro lugar, devemos ressaltar outra marca relevante do período, qual seja, o lançamento dos Avisos MF. Como frisam Biasoto Jr. (1988: 135) e Baer (1993: 111), tais mecanismos representavam linhas de crédito disponibilizadas pelo Banco do Brasil às empresas estatais que se tornavam inadimplentes face aos encargos de suas dívidas em moeda forte. Mais especificamente, de um lado, o Banco do Brasil (agente do Tesouro Nacional) honrava os compromissos externos em atraso e, de outro, registrava débitos em nome das empresas, denominando-os Avisos MF.⁶⁵

Acerca desse tema, Lima (1996) também frisa que, até 1984, a emissão de Avisos MF objetivava cobrir o período de negociação das operações de *relending*. Em 1985,

⁶⁵ Segundo Biasoto Jr, os Avisos MF constituíam instrumentos de dívida que sucederam outros similares denominados Avisos GB 588. Segundo o autor, estes últimos tinham a mesma função dos Avisos MF, mas eram disciplinados por uma regulamentação menos rigorosa.

porém, dadas as distorções e práticas abusivas que marcavam tal sistema, o Governo Federal passou a restringir fortemente a concessão de *relending* para as empresas estatais. No entanto, permaneceu a prática dos Avisos MF para as empresas do setor.

Vale destacar também o aumento substancial dos estoques de Avisos MF a partir de 1985 (tabela 10), bem como o significado econômico destes. No que se refere ao significado, não há dúvida de que a adoção sistemática desse instrumento representou transferência de parcela importante da dívida externa das empresas estatais para o Tesouro Nacional em contrapartida do crescimento do endividamento de tais empresas junto ao Banco do Brasil (que agia em nome do Tesouro). *“Assim, enquanto o estoque da dívida externa foi reduzido de US\$ 21,6 bilhões em 1985 para US\$ 15,4 bilhões em 1987, o saldo dos Avisos MF elevou-se de US\$ 3,6 bilhões para US\$ 10,6 bilhões no mesmo período”* (Lima, 1996: 166).

Ainda em se tratando desse tema, convém frisar que o ano de 1987 representou um marco importante já que nessa data houve nova deterioração das condições de financiamento internacionais. Dada a elevação das taxas de juros internacionais, acentuou-se o descompasso existente entre a entrada de novos recursos e o serviço da dívida das empresas do setor.⁶⁶ Por conta desses fatores, verificou-se a partir desse ano um crescimento importante da dívida externa de curto prazo e redução da dívida de longo prazo.

Segundo Lima (1996: 166), *“(o) resultado líquido dessas operações foi a transferência da maior parcela do endividamento externo do setor elétrico para o Tesouro Nacional via Avisos MF, cujo saldo não cresceu de forma mais explosiva porque se permitiu, especialmente a partir de 1987, a compensação dos créditos das concessionárias na CRC por Avisos MF. Assim, os saldos dos Avisos MF e da CRC evoluíram de forma sincronizada no final da década dos 80”*.⁶⁷

A prática de compensação de dívidas cruzadas ganha impulso em 1988. Nesse ano, na ocasião da criação da RENCOR, todo o crédito das concessionárias na CRC tornou-se

⁶⁶ “Nesse quadro, inscreveram-se as diretrizes do PRS que, diante do crescimento explosivo da dívida e do imperativo da retomada dos investimentos, propunha a capitalização de dívidas do setor elétrico” (Lima, 1996: 166).

⁶⁷ Segundo o mesmo autor, o recurso aos Avisos MF abrangia as empresas que detinham passivos fortemente sensíveis à variação do dólar, como Itaipu, ELETROBRÁS, FURNAS, CESP e CEEE.

passível de compensação por outros ativos da União. Como nessa época persistia a deterioração das tarifas reais, as empresas do setor adotaram o comportamento sistemático de transferir seus passivos dolarizados para o Tesouro Nacional buscando compensá-los com os créditos acumulados na CRC.

No intuito de passar às conclusões fundamentais da seção, vejamos de forma sumária os principais resultados dos eventos analisados. A tabela 11 fornece os dados mais relevantes para um apanhado geral.

Tabela 11- Usos dos recursos do setor de energia elétrica (porcentagem aproximada)	1970	1975	1980	1985	1989
A) Investimentos (1+2)	76	75	54	40	25
1. Imobilizações em curso	76	75	45	32	22
2. Empréstimos a Itaipu	0	0	9	8	3
B) Serviço da dívida (3+4)	14	15	31	68	98
3. Total de amortizações	9	9	13	34	63
4. Total de encargos (juros)	5	6	18	34	35
C) Dividendos apropriados	0	0	3	1	2
D) Outros usos	3	3	4	1	17
E) Capital circulante líquido	10	8	8	-10	-42
Total (A+B+C+D+E)	100	100	100	100	100

Fonte: ELETROBRÁS. Setor de Energia Elétrica – Fontes e usos de Recursos. Vários anos. Cf. Almeida (1993: 164).

Os dados expostos acima permitem constatar que, no início dos anos setenta, a ampla disponibilidade de recursos próprios e de terceiros possibilitava ao setor investir algo como 76 % dos recursos financeiros disponíveis, destinando apenas 14% ao pagamento de juros e amortizações. Esses números se mantêm praticamente inalterados até 1975.

A partir da segunda metade dos anos setenta, porém, inicia-se uma fase de crescentes restrições financeiras onde se destacam eventos como a compressão tarifária, a redução dos recursos provenientes de fontes como o IUEE e o EC, a redução das transferências fiscais ao setor e o boicote ao sistema de transferências internas de recursos. Como vimos, esses eventos se manifestaram em meio ao crescente endividamento externo, à explosão dos juros internacionais, ao encurtamento dos prazos de vencimento das operações de empréstimos externos e ao crescimento do endividamento em moeda local.

Além disso, como veremos na próxima seção, no início dos anos oitenta, em meio à crise financeira, o setor realizava ambicioso programa de obras, ou seja, estava em andamento um conjunto de obras que totalizava cerca de 30% do ativo total do setor à época.⁶⁸ Tal fato ampliou, sem dúvida alguma, a crise financeira resultante da estratégia perseguida pelo Governo Federal já que, em meio ao aumento dos juros e encurtamento dos prazos dos empréstimos, ficava cada vez mais problemático levar adiante os investimentos sem comprometer ainda mais a situação financeira das empresas do setor.

Os principais efeitos provocados por tais eventos podem ser percebidos por meio de um exame dos dados contidos na tabela 11. Note-se, sobretudo, que em 1989 o setor destinava apenas 25% dos recursos aos investimentos, ao passo que o serviço da dívida totalizava o exorbitante patamar de 98% dos recursos usados pelo setor. Ademais, o elevado percentual negativo do capital circulante líquido (42%) em 1989 revela que os investimentos só puderam ser realizados mediante elevada inadimplência frente aos compromissos anteriormente assumidos.

Em suma, esse é o retrato sumário dos impactos econômico-financeiros da estratégia governamental de utilizar continuamente as empresas do setor para a obtenção de finalidades macroeconômicas ambiciosas num quadro de progressivo esgotamento do padrão de financiamento setorial.

4. Os limites do modelo institucional em foco: a deterioração da capacidade de planejamento e o tênue controle dos custos das concessionárias.

Examinadas as raízes e as principais manifestações da crise do setor elétrico brasileiro nos anos oitenta, é chegado o momento de atentarmos para os limites do modelo institucional em tela. Como veremos, tal exposição evidenciará que aquele arranjo institucional apresentava deficiências importantes que agravavam, sem dúvida alguma, o quadro já apresentado.

Vejamos, em primeiro lugar, a questão da capacidade de planejamento setorial.

⁶⁸ Cf. Almeida (1993: 162-163).

De início é importante enfatizar uma vez mais que o setor elétrico manteve patamares elevados de investimentos durante toda a década de oitenta. Isso ocorreu a despeito do agravamento da crise e da frustração das expectativas de crescimento do mercado projetadas anteriormente.

Como salienta Prado (1996: 90-91), a partir do final dos anos setenta, quando já se tornava evidente a deterioração das condições de financiamento, foi iniciado um processo, em grande medida desordenado, de construção de novas usinas hidrelétricas de grande porte, onde as concessionárias estaduais assumiram papel importante.⁶⁹ Também é digno de nota o fato de que, embora existisse, no início dos anos oitenta, folga significativa na capacidade de geração, no período 1986/1990 o investimento médio anual do setor se situou em torno de US\$ 7,1 bilhões, valor elevado para a época e muito próximo da média do período 1980/85 (US\$ 7,7 bilhões). A manutenção de elevados patamares de investimento após o período crítico do ajustamento externo indica, portanto, que havia outros fatores (além da captura das empresas do setor pela política de endividamento externo e do ciclo vicioso detonado pela contenção das tarifas reais) a determinar o viés expansionista dos investimentos setoriais.⁷⁰

Segundo Prado (1996: 91-101), o principal determinante da realização desordenada dos investimentos na segunda metade dos anos oitenta foi a fragilidade do processo de planejamento. Senão vejamos.

O autor em foco adverte que, no período 1974/82, estava em gestação uma sistemática que permitia a hierarquização dos projetos segundo critérios técnicos e econômicos e que abrangia todo o sistema elétrico nacional. Segundo essa concepção, o cronograma de obras deveria seguir uma diretriz claramente definida, onde as tarefas de avaliação econômica e grande parte da avaliação técnica cabiam à ELETROBRÁS, dado o crônico desaparecimento do DNAEE.⁷¹ Não obstante, segundo depoimentos de técnicos

⁶⁹ Talvez o caso mais emblemático a esse respeito seja o da CESP, que na gestão de Paulo Maluf iniciou simultaneamente cinco obras.

⁷⁰ Outro dado que reforça essa convicção é a redução do estoque da dívida externa das empresas do setor a partir de 1985 (tabela 10).

⁷¹ Esse desaparecimento do DNAEE era uma limitação relevante do modelo estatal. Sem dúvida alguma, o fato de caber à ELETROBRÁS certas funções que são típicas de agentes reguladores acabou contribuindo para que houvesse certa negligência quanto à eficiência na prestação do serviço. Voltaremos a esse assunto ainda nesse capítulo e nas considerações finais.

do setor, nessa fase o processo de concessão era pouco formal e, portanto, permeado por fortes influências políticas.⁷²

Após a criação do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), porém, o planejamento ganhou diretrizes mais claras, seja por meio da elaboração dos planos estratégicos de longo prazo, seja através dos planos decenais de geração, que eram revisados anualmente e que explicitavam o plano de obras. Postas essas alterações, o processo decisório relativo à ampliação do parque gerador passou a ser definido por três condições: a outorga da concessão (que era atribuição do DNAEE), a inclusão da obra no Plano de Geração (a cargo do GCPS/ELETROBRÁS) e a aprovação dos órgãos regionais de controle ambiental.⁷³

Segundo as diretrizes do planejamento setorial, a empresa que desejasse obter autorização para o início da obra só o conseguiria quando o GCPS incluísse a obra no plano de expansão. Para que isso ocorresse, a empresa deveria encaminhar ao GCPS dados técnicos e econômicos que permitissem identificar o respectivo custo por quilowatt. Da posse de tais dados, o GCPS confrontava os custos daquele projeto com as demais alternativas existentes e elaborava um *ranking* de projetos ordenados por ordem crescente de custo. Em suma, a metodologia de planejamento acima especificada resultava na elaboração de um Plano Decenal que classificava as obras prioritárias segundo uma avaliação técnica dos custos envolvidos em cada caso.⁷⁴

Se o processo acima especificado assegurava uma avaliação estritamente técnica das obras, o que explicaria, então, o caráter desordenado do investimento? Em outras palavras,

⁷² Cf. Prado (1996: 93).

⁷³ “Cada empresa pod(ia), nos limites de sua concessão, solicitar ao DNAEE autorização para fazer o estudo de viabilidade (EV), que e(ra) submetido ao DNAEE/ELETROBRÁS, e sua aprovação implica(va) a outorga da concessão. Segu(ia-se) a elaboração do projeto básico, o qual, também submetido aos órgãos federais, permit(ia) a autorização para construção. Em paralelo, corr(ia) o processo junto às autoridades ambientais. Ao mesmo tempo que realiza(va) o estudo de viabilidade, a empresa de(veria) preparar o estudo de viabilidade ambiental (EIA/RIMA), que (era) condição essencial para a obtenção da licença prévia” (Prado, 1996: 93-94). Ainda sobre a questão ambiental, veja a próxima nota de rodapé.

⁷⁴ Segundo Prado (1996:194), a análise do impacto ambiental atuava como condição para a viabilização da inclusão da obra no plano de expansão. Tudo indica, porém, que em muitos casos esses estudos ambientais, ou foram insuficientes, ou mal conduzidos, ou então deixados de lado quando da inclusão das obras no plano de expansão. Exemplos de desastres ecológicos como o causado pela UHE Balbina, o próprio caso de Itaipu (onde, segundo a reportagem ‘*Principais focos da luta ambiental*’ da revista CartaCapital 313, de 20/10/2004, sequer houve licenciamento ambiental) e a existência do Movimento dos Atingidos pelas Barragens são provas suficientes nesse sentido.

onde residia a fragilidade deste processo de planejamento, que não teria impedido a condução de dezenove obras ao mesmo tempo quando a previsão de crescimento do mercado consumidor já indicava o superdimensionamento do programa de obras?

Uma resposta possível a essa pergunta está contida na análise de Prado (1996). Segundo tal autor, a fragilidade do planejamento residiria no fato de que os trabalhos que davam suporte ao plano de expansão se limitavam às previsões e análises *ex ante*. Ou seja, tais previsões e análises se baseavam em dados relativos ao momento do início das obras e, com isso, não ofereciam elementos para avaliar e alterar o ritmo dos investimentos a partir do momento em que as obras obtivessem autorização.

Em outras palavras, *“(u)ma vez autorizada, a empresa (poderia) iniciar a obra na data prevista, mesmo que (houvesse) outras obras em andamento, ou seja, o planejamento setorial não (tinha) nenhum alcance sobre a alocação, entre as obras em andamento, dos recursos escassos disponíveis no setor. Apenas nos casos em que a empresa (dependia) de recursos da ELETROBRÁS ou do Tesouro, tal orientação (poderia) ser implementada”* (Prado, 1996: 94).

O mesmo autor adverte também que freqüentemente eram formuladas expectativas fortemente superestimadas de expansão dos mercados quando da elaboração dos planos de expansão. Desse modo, autorizava-se o início de obras que, nas revisões seguintes dos planos, passavam a ser classificadas como postergáveis. Embora algumas obras fossem atrasadas por vários anos e outras até excluídas do programa de obras posteriormente, uma prática muito comum das empresas era apressar o início das obras para forçar a complementação. Nesse caso, a metodologia do planejamento não possuía nenhum instrumento para ordenar racionalmente o aporte de recursos.

Em suma, a sucessão de projeções excessivamente otimistas de expansão de mercado⁷⁵, a possibilidade dos agentes pressionarem pelo início de obras para poderem obter maior parcela dos recursos setoriais, a impossibilidade dos agentes federais controlarem o ritmo dos investimentos estaduais após o início dos mesmos⁷⁶ e a ausência de mecanismos que pudessem identificar ou mesmo minimizar a influência de tais fatores foram decisivos, segundo Prado, para a determinação do viés altista dos investimentos setoriais.

As observações até aqui assinaladas, no entanto, não esgotam os determinantes do descontrole do investimento. Na verdade, há que se considerar também a relevância dos investimentos setoriais no fomento de poderosos interesses do setor privado. Sem dúvida alguma, um breve apanhado desse tema pode esclarecer outras motivações do viés expansionista dos investimentos. Prado (1996: 98-101) mais uma vez fornece os elementos necessários para a elucidação da questão.

Vimos na seção 1 que, com a constituição da base de financiamento setorial, foi iniciada a construção das grandes barragens num processo conduzido, inicialmente, por governos e empresas estaduais do Sul e do Sudeste e, posteriormente, pelas empresas federais. Segundo Prado, a partir de então foi gerado um amplo conjunto de interesses e articulações que envolviam a burocracia das empresas do setor e os interesses de políticos locais, da indústria de material elétrico pesado, das empresas de consultoria e projetos e das construtoras.

⁷⁵ Dado que os investimentos setoriais são caracterizados pelo longo prazo de maturação e que o planejamento da expansão é realizado sob incerteza, é preciso rechaçar desde logo uma possível interpretação simplista segundo a qual a metodologia de planejamento deveria e poderia antecipar, com alto grau de precisão, a taxa de crescimento do mercado e, a partir dessa previsão, autorizar o início das obras necessárias para a consecução das metas sem precisar realizar ajustes ao longo do tempo. Certamente os elementos assinalados acima (longo prazo de maturação dos investimentos e planejamento sob incerteza) são suficientemente fortes para impedir que a previsão de expansão do mercado se realize com tamanha precisão. Por outro lado, tais limitações certamente não justificam o viés expansionista dos investimentos nos anos oitenta, dada a sucessão de previsões altamente otimistas de crescimento do mercado e, principalmente, a ausência de mecanismos que pudessem racionalizar a alocação de recursos em meio à deterioração das condições de financiamento.

⁷⁶ A impossibilidade dos agentes federais controlarem o ritmo dos investimentos estaduais após o início de obras evidencia importante lacuna do arcabouço regulatório em questão, mostra a relevância da ‘federalização inconclusa’ do setor na criação de obstáculos à racionalidade do processo de expansão no longo prazo e, mais uma vez, traz à tona os limites da política de centralização de recursos e decisões na esfera federal.

Para demonstrar a relevância desse grupo de interesses na determinação do viés expansionista dos investimentos setoriais, vejamos o caso dos interesses das grandes construtoras em torno da expansão do setor.

Até o início dos anos setenta, constatava-se uma tendência de consolidação das grandes construtoras a partir da expansão dos mercados regionais. *“Em Minas Gerais, consolidam-se a Mendes Júnior e a Andrade Gutierrez. O mercado de São Paulo permanece fortemente restrito a algumas grandes empresas, como Camargo Corrêa, CBPO/Odebrecht e Cetenco. Somente em 1972, com a construção do metrô paulistano, a Mendes Júnior e a Andrade Gutierrez conseguem entrar nesse mercado. Outra das grandes empreiteiras, que se consolida um pouco mais tarde, a Norberto Odebrecht, ficou por um longo período restrita à Bahia e à região de atuação do DNOCS”* (Prado, 1996: 99).⁷⁷

Embora nos anos setenta tenha havido intenso processo de concentração da indústria de construção barrageira, manteve-se nesse período a clara articulação entre as grandes construtoras e os governos estaduais. No entanto, essa “identidade estadual” foi superada a partir da tendência de centralização de recursos e decisões na esfera federal.⁷⁸ Isto porque, tal centralização induziu um movimento de ampliação do leque de influências políticas das empreiteiras, que passaram a operar em circuitos políticos mais abrangentes e concentraram ações no primeiro escalão do Executivo e no Congresso Nacional. Assim, foi formado um pequeno grupo de grandes empreiteiras ligadas às empresas estatais geradoras que controlava “, *sem qualquer escrutínio da sociedade, a mais ampla dotação de recursos aplicada no setor produtivo estatal brasileiro*” (Prado, 1996: 100).

Segundo o autor em foco, tal fato se constituía grande obstáculo à racionalidade do planejamento, que, como vimos, não previa quaisquer ajustes de rota após o início das obras. Em outras palavras, *“a irracionalidade do investimento seria bem menor não fosse o*

⁷⁷ “A participação das empreiteiras na construção barrageira iniciou-se com a usina de Limoeiro (Armando Salles de Oliveira), construída pela Camargo Corrêa em associação com uma das tradicionais firmas estrangeiras do setor. A Mendes Júnior iniciou sua participação com a construção de FURNAS, em 1958. A Andrade Gutierrez começou construindo uma pequena usina para a Petrobrás em Minas Gerais (Ibiritá), para suprir a refinaria de Gabriel Passos. O passo definitivo, porém, viria com a grande usina de Jupia (1.400 MW), integralmente executada pela Camargo Corrêa” (Prado, 1996: 99).

⁷⁸ Também teria contribuído para o desaparecimento dessa ‘identidade estadual’ “a inflexão ocorrida nos gastos de construção rodoviária, que muito se reduziram após 1975, em parte decorrente das iniciativas de desvinculação dos impostos únicos, tomadas pelo Governo Geisel, que fragilizou toda a órbita do DNER” (Prado, 1996: 100).

tipo peculiar de simbiose entre o setor público e o setor privado (...). O clube de empreiteiras e fornecedores explorou todas as fragilidades do sistema de planejamento, numa prática sistemática de iniciar quantas obras pudesse, sem qualquer preocupação maior com a viabilidade financeira dos investimentos e, quando necessário, não hesitou em recorrer a pressões políticas para contornar ou mesmo quebrar regras. Não parece ter havido, em nenhum momento, qualquer oposição significativa da burocracia estatal a essa prática, muito pelo contrário. Isso foi possível, em grande medida, porque esses problemas e conflitos não foram nunca alçados, efetivamente, à condição de questão política socialmente relevante, dada a interligação e a equalização tarifária” (Prado, 1996: 101).⁷⁹

Em síntese, embora o setor elétrico dispusesse de uma metodologia de planejamento que se apoiava em parâmetros técnicos (custos) para definir as obras prioritárias, vários fatores alimentavam a realização de investimentos desordenados. Como vimos, seriam determinantes do viés expansionista dos investimentos setoriais os seguintes elementos: a captura das empresas do setor pelos interesses mais amplos da política econômica (no caso, a captação de recursos externos), o ciclo vicioso desencadeado pela contenção das tarifas reais, a sucessão de previsões nitidamente superestimadas de crescimento do mercado, a ausência de mecanismos que impedissem o início de várias obras simultaneamente e que adequassem a alocação de recursos após o início das mesmas, e, finalmente, a articulação do setor privado aos investimentos setoriais. Como se pode constatar, somam-se entre tais determinantes fatores ligados à fragilidade do aparato regulatório, como a ausência de controles criteriosos sobre o ritmo das obras estaduais (o que recoloca a questão da ‘federalização inconclusa’ e os desafios criados pela tendência de centralização de recursos e decisões na esfera federal), “erros” de previsão de expansão, bem como fortes pressões

⁷⁹ Há que se destacar o papel da interligação dos sistemas isolados e da equalização tarifária no que diz respeito aos interesses regionais ligados à expansão do sistema elétrico. Quando os sistemas eram isolados, cada região do país só teria acesso à energia elétrica se as concessionárias locais ou o Governo Federal investissem naquela região. A situação passaria a ser distinta a partir da interligação e da equalização tarifária, uma vez que nessas condições torna-se irrelevante, para o consumidor final, saber por quem e onde seria gerada a energia, desde que esta possa ser adquirida a preços razoáveis. Em meio à equalização tarifária e à interligação dos sistemas, porém, os interesses estaduais se concentravam, sobretudo, nos investimentos em distribuição e, como vimos, no que tange a atividade de geração, a postura predominante era acelerar o início das obras para justificar o aporte de mais recursos advindos da esfera federal. Em suma, a equalização das tarifas e a interligação dos sistemas teriam impedido o envolvimento de outros setores da sociedade na discussão acerca da alocação racional de recursos que, como vimos, era uma limitação fundamental do planejamento setorial.

externas ao setor, sejam pressões originadas do próprio Governo Federal (visando a captação de recursos externos), sejam pressões advindas dos agentes privados articulados aos investimentos.

Postas estas observações, é preciso acrescentar ainda que a perda da capacidade de planejamento setorial torna-se evidente apenas a partir da segunda metade dos anos oitenta. Antes desse período, segundo Almeida (1993: 88- 91), as previsões elaboradas pelos quadros técnicos se realizavam sem maiores problemas devido a uma série de fatores.

No período 1970/74, antes mesmo da constituição da sistemática de planejamento, as ambiciosas metas de expansão se concretizavam dada a intensidade dos processos de industrialização e urbanização, que ensejavam uma tendência de crescimento acelerado do consumo de energia elétrica. Já no período 1974/79, a estratégia de desenvolvimento levada a cabo pelo Governo Federal contribuiu para o cumprimento das projeções de expansão, já que um dos objetivos claramente perseguidos era a redução da dependência energética que se agravava com o primeiro choque do petróleo. No início dos anos oitenta, não obstante a recessão e o agravamento da crise financeira, ainda foi possível atingir as metas planejadas uma vez que entraram em operação projetos de indústrias eletrointensivas que haviam sido iniciados nos anos anteriores. Além disso, como adverte Almeida, a concretização das metas ocorreu nesse momento por estímulos tarifários representados pelas tarifas especiais.

A partir da segunda metade dos anos oitenta, porém, o mercado começou a se concretizar bem abaixo das previsões. Para se ter uma idéia da diferença entre as previsões e o consumo efetivo, basta citar que *“a diferença para o ano de 1995 entre as previsões feitas pelo GCPS para o período 1989/2001 (...) e as realizadas pelo Plano 2010 (foi) da ordem de 60 TWh, ou seja, próximo de 30% do consumo de energia elétrica observado em 1990”* (Almeida, 1993: 90). Constata-se, portanto, que as previsões só se realizaram nos períodos anteriores porque vários fatores independentes da metodologia de planejamento contribuíram para a absorção da energia gerada pelo ambicioso plano de obras setorial.

Em suma, a fragilidade do processo de planejamento só se manifestou efetivamente quando, a partir do esgotamento da estratégia de desenvolvimento, passou a ser evidente o viés expansionista que marcara todo o período da consolidação do modelo estatal no setor

elétrico brasileiro.⁸⁰ A partir desse momento, o viés expansionista dos investimentos tornou-se um elemento da crise setorial posto que obras paralisadas geravam elevação de custos e agravavam o desajuste financeiro das empresas do setor.

Vejamos agora uma segunda grande limitação do modelo institucional do setor elétrico vigente até 1993. Mais especificamente, vejamos as razões do tênue controle dos custos das empresas concessionárias.

Segundo Medeiros (1993: 53-56), o fraco controle dos custos das concessionárias e, portanto, a negligência quanto à eficiência na prestação dos serviços resultou da concentração de poderes e funções antagônicas na ELETROBRÁS, do desaparelhamento do DNAEE e, particularmente, da equalização tarifária.

Centremos as atenções, de início, nos efeitos produzidos pelo desaparelhamento do DNAEE e pela concentração de funções na *holding*.

Vimos em passagens anteriores que a centralização de poder na esfera federal culminou na delegação de amplas tarefas à ELETROBRÁS. De acordo com o modelo implementado para viabilizar a expansão do sistema, a *holding* recebeu um poder extraordinário que, em termos práticos, levou à sobreposição de seus interesses empresariais com a função de coordenação.

Segundo Medeiros, a ELETROBRÁS, na sua função de *holding*, não estabelecia parâmetros que balizassem a melhoria do desempenho das suas empresas controladas que, na realidade, não eram submetidas a nenhum tipo de controle. O autor em foco aponta também para a divergência de objetivos advindos das funções que a ELETROBRÁS deveria exercer. Como empresa coordenadora da expansão, ela deveria se posicionar com neutralidade quando surgissem conflitos. Por outro lado, o exercício da neutralidade era fortemente comprometido pelos interesses empresariais de curto prazo da empresa. Dados esses elementos, “a ação coordenadora da ELETROBRÁS muitas vezes transformou-se em ação regulatória e o papel de fiscalização das empresas da ‘holding’ não foi exercido em

⁸⁰ De acordo com Almeida (1993: 209-210), o fato do viés expansionista não ter enfrentado maiores resistências ou críticas dentro do setor se explica também porque “o planejamento financeiro tinha então uma tarefa passiva (...). Em função das projeções de investimento realizadas pela área de engenharia e das projeções de evolução dos compromissos de pagamento de serviço da dívida, eram feitas projeções dos recursos necessários ao atendimento desses usos. Frente a uma ‘necessidade de investimentos’ a área financeira saía em busca de recursos complementares aos recursos tarifários tentando garantir um ‘mix’ desses recursos que não comprometesse o equilíbrio financeiro do setor”.

sua plenitude, pelo DNAEE, em função do constrangimento natural à sua atuação, face à superposição de funções entre os dois entes federais do setor em relevantes campos de atuação” (Medeiros, 1993: 53).

Na verdade, o evidente desaparelhamento do DNAEE obrigou o órgão a delegar muitas de suas funções à ELETROBRÁS, que era o instrumento mais imediato do Governo para intervir no setor. Dadas essas condições, o Governo dispunha de meios mais eficazes para exercer a regulação através da ELETROBRÁS e não através do DNAEE. No que diz respeito ao controle das concessionárias estaduais, vale ressaltar que, embora o DNAEE possuísse autonomia de atuação, os problemas materiais mencionados certamente impediram o controle efetivo de tais empresas.

Vejamos agora de que maneira a equalização tarifária retirou os estímulos ao controle dos custos por parte das empresas contribuindo para a perda de eficiência na prestação do serviço.

Como já visto, as tarifas de fornecimento de energia elétrica eram determinadas com base no “custo do serviço” desde a promulgação do Código de Águas, em 1934, até a Lei 8631 de 1993. Não obstante a permanência dessa regra geral, a instituição da equalização das tarifas nos anos setenta representou um divisor de águas no que diz respeito às estratégias dos agentes quanto ao controle de seus custos.

Até a instituição da equalização, cada empresa apresentava seu custo de serviço e, com base neste, eram determinadas as tarifas de fornecimento que a empresa tinha direito. Assim, pode-se deduzir que, durante essa fase, existiam estímulos ao controle dos custos por parte de cada concessionária uma vez que os resultados desse controle durante a vigência de certo patamar tarifário poderiam ser revertidos em maiores lucros aos acionistas. Ademais, se nas revisões tarifárias subseqüentes fossem estipuladas tarifas mais baixas, a empresa também poderia se beneficiar caso houvesse aumento significativo do consumo em sua área de concessão.

A situação acima descrita é completamente alterada a partir da equalização das tarifas em todo o território nacional. Segundo os mecanismos estabelecidos quando da adoção dessa medida, a empresa que não conseguisse cobrir seus custos com receita própria passava a receber recursos provenientes da RGG ou RENCOR, o que impedia que seus

resultados financeiros fossem comprometidos por alguma fonte de ineficiência na prestação do serviço. Analogamente, uma empresa superavitária passaria a transferir para a RGG ou RENCOR os valores que excedessem a remuneração garantida por lei.

Convém enfatizar também que, já nos anos oitenta, quando foi introduzido o conceito da taxa média de remuneração para efeito de fixação das quotas, passaram a transferir recursos para o fundo de equalização todas as empresas que obtinham remuneração superior à média, mesmo quando a remuneração legal não fosse obtida. Tal mecanismo significava, em suma, que qualquer ganho de produtividade obtido por uma empresa de rentabilidade superior à média seria transferido para o sistema.

Portanto, podemos concluir que a equalização tarifária foi fator importante na determinação da perda de eficiência na prestação dos serviços.⁸¹ Para que sua instituição não tivesse comprometido a eficiência seria necessário um eficaz controle dos custos operacionais e de investimento por parte do órgão regulador, o que, como vimos, foi inviabilizado pela multiplicidade de papéis da ELETROBRÁS e pelo desaparelhamento do DNAEE. Enfim, somente a existência de rigoroso controle de custos poderia ter evitado esse problema já que a equalização tarifária retirou os estímulos aos ganhos de produtividade ao *“cri(ar) no setor a cultura do gastar antes que outro gaste”* (Medeiros, 1993: 56).

Analisadas as principais limitações do planejamento setorial, bem como os limites ao controle efetivo dos custos setoriais, passemos às conclusões fundamentais do capítulo.

⁸¹ Segundo Medeiros (1993: 56-66), durante a vigência do regime de remuneração garantida com tarifas equalizadas, havia diversos fatores que induziam o crescimento dos custos e a perda de eficiência na prestação do serviço. Entre estes fatores, destacam-se os seguintes: o incentivo à oligopolização e cartelização do mercado fornecedor de insumos (empreiteiros e fabricantes de equipamentos), a possibilidade de início de novas obras sem a garantia de recursos ou mercados que as justificassem, o incentivo à adoção de padrões tecnológicos com custos superiores aos necessários, a priorização dos investimentos em geração em detrimento das atividades de transmissão e distribuição, e, finalmente, a própria equalização tarifária, que eliminava os estímulos internos ao controle dos custos operacionais.

5. Conclusões.

Como anunciado, o presente capítulo buscou resgatar os principais eventos referentes à evolução institucional e financeira do setor elétrico brasileiro desde o início da intervenção estatal até a crise dos anos oitenta. Cumprida essa tarefa, podemos resumir as principais questões atinentes às qualidades, às limitações e à crise daquele arranjo institucional.

Vimos, na seção 1, que as críticas à atuação das concessionárias estrangeiras foram o ponto de partida da intervenção estatal no setor elétrico brasileiro. Vimos também que o afastamento do risco de racionamento através da realização de várias obras capitaneadas pelo Governo Federal e pelos governos estaduais foi fato decisivo na demonstração da viabilidade da substituição das concessionárias estrangeiras pelas empresas estatais.

Também destacamos que a substituição apontada acima trouxe novos desafios quanto à divisão de atribuições entre os agentes atuantes no setor. Acerca de tais desafios, vimos que boa parte dos mesmos já havia sido identificada, de forma pioneira, pela Assessoria Econômica da Presidência da República, no segundo governo Vargas (1951-54) e, posteriormente, pela CANAMBRA. Como evidenciado, as análises realizadas por tais grupos se mostraram fundamentais posto que já indicavam algumas das bases do arcabouço institucional que seria implementado nos anos posteriores.

Para que a transformação desejada fosse possível, foram realizados, de início, levantamentos que aprofundaram o conhecimento acerca do potencial hidroelétrico nacional e dos custos de geração relativos às diferentes fontes energéticas. A partir de então, foram criados parâmetros técnicos para balizar a expansão e, dentre estes, chamava a atenção o que buscava a minimização dos custos de geração (e, portanto, das tarifas) no longo prazo.

Para que fossem obtidas baixas tarifas no longo prazo, ficou evidente, então, que as empresas estatais deveriam realizar grandes investimentos em geração hidrelétrica. Quanto à opção hidrelétrica, vimos que a convicção de que esta viabilizaria tarifas reduzidas relacionava-se à abundância de recursos hídricos, à diversidade de regimes pluviométricos no território nacional e à progressiva interligação do sistema elétrico. Já em se tratando da

defesa da participação estatal nesses investimentos, foi exposto que esta se baseava nas especificidades das obras associadas às usinas hidrelétricas: investimentos de longo prazo, intensivos em capital e, portanto, sujeitos a forte incerteza. Em suma, dado que a incerteza relativa a esses investimentos era (e é) elevada, acreditava-se que só o Estado poderia garantir a realização de um montante mínimo de investimentos de modo a evitar os indesejáveis racionamentos no futuro.

A defesa do aumento da participação estatal também encontrava justificativa no fato de que a atividade de geração hidrelétrica, num mercado interligado, impunha a necessidade de coordenação dos investimentos e do despacho da energia para que fossem viabilizados o aproveitamento racional dos recursos e as economias de escalas típicas dos grandes empreendimentos hidrelétricos. Assim, mais uma vez as especificidades dos recursos energéticos e dos investimentos a eles associados apontavam que o setor elétrico brasileiro deveria ser regido pelo princípio da coordenação e pela hegemonia estatal.

Também vimos na seção 1 que a primeira fase da intervenção estatal foi marcada pela construção de uma sólida base de financiamento. Para tanto, foi fundamental tanto a existência de níveis tarifários que garantissem remuneração adequada às empresas, quanto o reforço de outros canais de mobilização de recursos, como o IUEE e o EC. A partir dessa base de financiamento é que foi possível fortalecer o papel da ELETROBRÁS, que, após receber uma ampla dotação de recursos, pôde tornar-se agência de financiamento setorial e coordenadora da expansão do sistema.

Na seção 2 abordamos a segunda fase da intervenção estatal no setor elétrico, ou seja, o período marcado pela crescente centralização de recursos e decisões na esfera federal. Sobre esse tema vimos que, antes mesmo do lançamento da estratégia do II PND (que é o marco do início dessa fase), já havia uma tendência de centralização latente, posto que o progressivo esgotamento do potencial hidrelétrico nas áreas de concessão das empresas estaduais traria, mais cedo ou mais tarde, a necessidade das geradoras federais ampliarem significativamente seus investimentos.

No entanto, o que se constatou a partir do II PND foi a imposição de uma política de centralização de recursos e decisões que extrapolou as necessidades postas pela tendência citada. De fato, face aos objetivos explicitados naquela estratégia desenvolvimentista –

entre os quais se destacavam a manutenção de taxas elevadas de crescimento econômico, a redução da dependência em relação ao petróleo e a desconcentração industrial – foram planejados programas ambiciosos de investimento a partir da criação da NUCLEBRÁS e da Lei de Itaipu. Ainda quanto a essa nova orientação, destaque foi dado à equalização tarifária e à Lei de Itaipu em virtude da relevância que ambas assumiram na estratégia citada e em função das implicações associadas às mesmas.

A equalização tarifária ocorrida em 1974 representou um marco, pois, a partir dela, o setor elétrico tornou-se unificado no plano da acumulação e não apenas no plano físico. Após sua instituição foram reforçados os mecanismos de centralização de recursos na medida em que foi elevada a contribuição das concessionárias a título de RGR, destinando-se 40% de seus recursos para o fundo de administração das tarifas equalizadas (RGG). Tal fato evidenciou, portanto, que a equalização tarifária, além de objetivar a desconcentração industrial e a redução da dependência energética com relação ao petróleo, representou importante mecanismo de ampliação e centralização dos recursos setoriais na ELETROBRÁS.

A Lei de Itaipu significou, sem dúvida alguma, uma ruptura na forma de interação das estratégias e nas relações entre os agentes estatais federais e estaduais. Em primeiro lugar, esta lei reduziu a autonomia das concessionárias estaduais no que diz respeito às decisões de investimento. Isto porque a Lei, de um lado, estabeleceu que a outorga de novas concessões deveria se subordinar ao planejamento elaborado pela *holding* e, de outro, determinou prioridade para aquela que era a maior obra do setor à época. Com isso, pela primeira vez na história do setor, foi estabelecido um limite aos investimentos estaduais.

Em segundo lugar, a Lei de Itaipu rompeu uma prática regular do setor ao estipular a quantidade de energia que cada concessionária deveria adquirir da nova usina quando esta entrasse em operação. Até então, tais quantidades eram definidas através de negociações que envolviam as distribuidoras e as geradoras. Finalmente, a Lei em foco determinou que a tarifa de suprimento correspondente à energia gerada pela nova usina seria dolarizada, o que implicava indexação dos custos das concessionárias à taxa de câmbio e às taxas de juros internacionais referentes aos empréstimos contraídos para a realização da obra.

Vale ressaltar também que, não obstante tais eventos, o conflito entre os agentes federais e estaduais foi neutralizado naquele momento pela existência de tarifas reais elevadas e pelas facilidades em torno da obtenção de empréstimos externos. No entanto, quando tais condições fossem alteradas, a partir da segunda metade dos anos setenta, o conflito se tornaria explícito.

Também foi destacado que, ao serem ampliadas as tarefas colocadas ao setor elétrico no contexto do II PND, as condições de financiamento e de mobilização interna de recursos deveriam ter sido minimamente preservadas para que o setor não se tornasse vulnerável a novas crises. No entanto, como vimos na seção 3, tal condição não se cumpriu, tornando inevitável a crise setorial.

De fato, a partir da segunda metade dos anos setenta, assistiu-se à deterioração das condições de financiamento internacionais e, nesse cenário, o setor elétrico passou a ser instrumento passivo da estratégia de ajustamento estabelecida pelos gestores da política econômica. Assim, além da redução das transferências de recursos fiscais ao setor, as tarifas reais foram contidas como parte da política de estabilização de preços e as empresas do setor passaram a ser utilizadas como veículos da administração do Balanço de Pagamentos através da ampliação do estoque das suas dívidas em moeda forte. Obrigadas a atuar fora da sua lógica microeconômica quando da deterioração das condições de financiamento internacionais e vitimadas pela deterioração das tarifas reais, as empresas assistiram ao agravamento da crise sem dispor de meios concretos que possibilitassem a reversão desse processo.

A queda das tarifas reais comprometeu o funcionamento dos canais de transferência de recursos intra-setoriais na medida em que reduziu a rentabilidade das concessionárias. Como se mantinha nessa época a estratégia de centralização de recursos e decisões, as concessionárias estaduais passaram a boicotar o sistema de transferências internas, o que indicava que a crise financeira já havia adquirido uma dimensão política e federativa. O conflito, no entanto, só atingiria níveis mais elevados quando o crédito acumulado das concessionárias na CRC – fruto da diferença entre a remuneração efetiva e a remuneração legalmente garantida – atingisse valores significativos.

Em suma, tais eventos tornaram clara a contradição que existia entre a ampliação das tarefas postas às empresas do setor e a continuidade da estratégia de centralização de recursos num contexto de deterioração das condições de financiamento. Portanto, não há dúvida de que essa contradição estava na origem da crise financeira, institucional e federativa.

Quanto ao endividamento externo das empresas do setor, vale registrar que até 1979 este era voltado basicamente à expansão projetada e se realizava em condições favoráveis, dado que havia um diferencial positivo entre a taxa de remuneração dos investimentos e as taxas de juros internacionais. A partir de 1979, porém, quando teve início uma segunda fase do processo de estatização da dívida externa, as taxas de juros internacionais se elevaram sobremaneira e a continuidade do fluxo de endividamento externo passou a ser orientada pela política de administração do Balanço de Pagamentos.

Dentre os mecanismos utilizados para a ampliação do estoque de dívida em moeda estrangeira, destaque foi dado aos créditos paralelos, que eram contrapartidas financeiras relativas à antecipação de projetos só justificados por previsões muito otimistas de expansão do mercado. Em suma, essa discussão indicou que a captura das empresas estatais pelos objetivos primordiais da política econômica contribuiu para o surgimento de uma tendência de sobreinvestimento e que esta tendência também representava uma manifestação da crise.

Na seção 4 vimos que o viés expansionista dos investimentos setoriais também se associava a uma fragilidade inerente ao processo de planejamento, e não apenas à subordinação acima citada e ao ciclo vicioso detonado pela redução das tarifas reais. Tal discussão indicou, portanto, que aquele arranjo institucional tinha limitações e que a intensidade da sua crise também estava relacionada a elas.

De fato, a fragilidade do planejamento residia na inexistência de mecanismos que, de um lado, impedissem o início de várias obras simultaneamente e, de outro, permitissem readequar a alocação de recursos depois de concedidas autorizações para o início das mesmas. Além disso, vimos que a articulação dos interesses privados aos investimentos setoriais representava um determinante adicional da falta de racionalidade do planejamento setorial.

Finalmente, também discutimos na seção 4 as razões do tênue controle dos custos das concessionárias, outra limitação importante do arcabouço institucional em foco. Vimos que os principais determinantes do baixo controle dos mesmos diziam respeito ao desaparelhamento do DNAEE, aos múltiplos e conflitantes papéis assumidos pela ELETROBRÁS e à equalização tarifária. Acerca da equalização tarifária, vimos que esta retirou os estímulos ao avanço da produtividade. Com efeito, a instituição deste mecanismo só não implicaria crescente negligência das concessionárias quanto à eficiência caso existisse um rigoroso controle de custos por parte do DNAEE ou da ELETROBRÁS, o que, como vimos, não se verificava.

Finalizamos o presente capítulo ressaltando mais uma vez, à guisa de conclusão, que a crise do setor elétrico brasileiro nos anos oitenta resultou, fundamentalmente, da contradição inerente à estratégia governamental de ampliar as tarefas reservadas às empresas do setor em meio à deterioração do padrão de financiamento setorial. Sendo correta a afirmativa anterior, acrescente-se ainda que as limitações daquele modelo também contribuíram para o agravamento da citada crise e que, se de um lado, algumas dessas limitações já se faziam notar antes da crise financeira, de outro, a completa percepção da relevância das mesmas só ocorreu quando a base de financiamento foi fortemente deteriorada.⁸² Somente a partir de então, portanto, que a crise financeira revelou claramente suas dimensões institucional e federativa.

⁸² Ou seja, apenas a partir desse momento é que se mostraram, com toda clareza, o viés expansionista, a negligência quanto à eficiência microeconômica, a fragilidade dos mecanismos de transferência de recursos setoriais e os limites do planejamento setorial.

Capítulo 2. A política de reestruturação do setor elétrico brasileiro nos anos noventa: objetivos e implementação.

O presente capítulo tem dois objetivos fundamentais. O primeiro consiste em analisar brevemente o enfrentamento da crise setorial tratada no capítulo anterior. O segundo diz respeito à caracterização da política de reestruturação⁸³ do setor elétrico brasileiro nos anos noventa, caracterização esta que destacará seus objetivos, as principais medidas de implementação, as inovações institucionais mais relevantes, bem como a análise dos obstáculos que se colocaram à efetivação das transformações idealizadas.

Para cumprir tais intentos, analisaremos de forma muito sintética, na seção 1, o período 1990/1993, período no qual se observa o acirramento e o enfrentamento da crise setorial tratada no primeiro capítulo. Nosso objetivo maior nesse momento será investigar se as medidas tomadas naquele período solucionaram a totalidade dos problemas do setor, ou se apenas equacionaram alguns aspectos daquela crise.

Iniciando a caracterização da política de reestruturação, discutiremos, na seção 2 (item 2.1), suas motivações e objetivos fundamentais. Dentre os mesmos, destaque será dado à iniciativa de transformação do padrão de concorrência setorial, aspecto central da política em foco.

Em seguida (item 2.2), destacaremos a institucionalidade inaugurada pela reestruturação, as principais medidas de promoção da competição e incentivo ao ingresso de capitais privados bem como alguns dos principais entraves postos ao objetivo de transformar profundamente o padrão de concorrência setorial. Finalizando a seção (item 2.3), apresentaremos as principais inovações institucionais relativas à regulação tarifária, que, como veremos, também estavam voltadas à criação de um ambiente propício ao ingresso dos capitais privados.

⁸³ Definimos *política de reestruturação* como o conjunto de inovações institucionais e a vasta série de medidas governamentais introduzidas a partir de 1993 que buscavam a criação de novas bases para o funcionamento e para a expansão do setor elétrico brasileiro. Como veremos, faziam parte do conjunto de mecanismos de implementação dessa política as privatizações, as medidas que objetivaram a eliminação de parte considerável do arcabouço regulatório prevalecente, a variada série de inovações institucionais voltadas à promoção da concorrência, bem como outras medidas tomadas pelo Governo Federal (seja diretamente, seja através de órgãos subordinados ao mesmo) com o intuito de atrair capitais privados e estimular a competição.

Na seção 3, ainda num esforço de caracterização, abordaremos o papel do processo de privatizações, apresentaremos a estratégia de efetivação do mesmo e a nova configuração do setor após a realização de tal processo. Em seguida, analisaremos os impactos das privatizações no que tange a obtenção das finalidades pretendidas pelos reformadores.

Ainda quanto às seções 2 e 3, destacamos que também traçaremos nessas passagens algumas notas críticas preliminares à orientação geral e à implementação da reestruturação setorial. No que se refere à avaliação crítica mais completa e rigorosa de tal política, este será o intento fundamental do terceiro capítulo deste trabalho.

Por fim, na seção 4, sintetizaremos as principais conclusões do capítulo. Nesse momento, procuraremos ressaltar as principais inovações institucionais trazidas pela política de reestruturação e as dificuldades em torno da constituição do padrão de concorrência setorial idealizado pelos reformadores.

1. Os antecedentes da reestruturação.

1.1. Acirramento da crise.

Como aponta Lima (1996: 167-168), o início da década de noventa foi marcado pelo acirramento da crise setorial já tratada no primeiro capítulo deste trabalho. Paralelamente ao estrangulamento financeiro das concessionárias – advindo da manutenção da tendência de deterioração das tarifas reais e dos pesados encargos financeiros – observava-se àquela época a generalização da inadimplência, tanto no que tange à compra de energia das geradoras regionais e Itaipu, quanto no que diz respeito aos recolhimentos à ELETROBRÁS ou mesmo aos repasses de ICMS aos respectivos estados da federação.

Assim, diferentemente dos anos oitenta – onde parcela significativa dos conflitos entre os governos estaduais e o Governo Federal ainda era mediada pela ELETROBRÁS e pelo DNAEE –, no início dos anos noventa os confrontos já se difundiam pelo conjunto das concessionárias. Ademais, não se antevia o encaminhamento de soluções para dois dos

mais importantes problemas do setor: a defasagem do valor real das tarifas e a conversão dos saldos da CRC, que, como visto no primeiro capítulo, apresentavam taxa de crescimento explosiva em virtude da queda das tarifas reais.

A quebra generalizada dos compromissos financeiros, no entanto, tornou-se um problema relevante para o Governo Federal a partir do momento em que sua recorrência passou a criar longas pendências judiciais trazendo a ameaça de comprometimento da operação interligada do sistema Sul-Sudeste. Em meio a tal quadro, o Governo Federal determinou, em 1991, que os pagamentos relativos à energia adquirida de Itaipu e às empresas de transmissão fossem segregados na conta de energia dos consumidores e apropriados diretamente pela ELETROBRÁS. Porém, como salienta Lima (1996: 168), tal determinação não pôde ser efetivada dadas “*as resistências de toda ordem*”.

A formação de um ambiente mais favorável à solução do impasse ocorreria apenas quando do desenrolar do processo de renegociação global das dívidas dos estados e municípios junto ao Governo Federal. Nesse contexto, ganhou força a idéia de se realizar um amplo encontro de contas dentro do setor elétrico para restaurar as condições operacionais e econômicas básicas ao funcionamento do sistema interligado. Dado o encaminhamento inicial das negociações, o Ministério das Minas e Energia e a ELETROBRÁS ficaram encarregados de elaborar um projeto de reestruturação que, em 1993, originou a Lei 8631.

Vejamos os principais aspectos de tal lei para, na seqüência, analisarmos seus principais efeitos.

1.2. Enfrentamento da crise.

Os principais adventos em torno da Lei 8631/93 dizem respeito ao processo de determinação das tarifas e ao encontro de contas. Quanto à questão tarifária, as principais inovações foram a desqualização, a extinção do princípio da remuneração garantida e a introdução de uma nova metodologia de cálculo das tarifas. Senão vejamos.

Embora a lei tenha estabelecido que as tarifas deveriam continuar sendo equivalentes aos valores necessários à cobertura do custo do serviço, o próprio conceito de

“custo de serviço” que vigia até então foi alterado, já que a partir de então não seria mais incorporada no seu cálculo a taxa de remuneração garantida.⁸⁴ Além disso, como a lei passava a admitir a cobertura, pelas tarifas, do serviço da dívida da concessionária, o critério passaria a se aproximar do conceito de tarifa pelo passivo.⁸⁵ Outra inovação importante foi a transferência para as concessionárias da atribuição de propor os níveis das tarifas de fornecimento. Nesse aspecto, na ausência de manifestação do DNAEE no prazo de 15 dias, as propostas tarifárias seriam automaticamente homologadas.⁸⁶

Ainda quanto à nova forma de determinação das tarifas, vale ressaltar outros três eventos associados à Lei 8631/93. Em primeiro lugar, tal lei determinou a fixação de contratos entre as empresas de geração e distribuição, com o que foi aberto um espaço de negociação entre as concessionárias que não existia até então. Em segundo lugar, a lei em questão concedeu maior liberdade às distribuidoras para, tendo como base os níveis médios homologados pelo DNAEE, ajustar as tarifas por categoria de consumo. Por último, como veremos um pouco mais à frente, após a promulgação da lei em foco, abriu-se a possibilidade das concessionárias fixarem tarifas cheias segundo o consumo de ponta.

A lei em questão também atendeu uma antiga reivindicação das empresas, qual seja o reconhecimento da CRC como crédito das concessionárias para fins de compensação de dívidas com o Governo Federal. Como destaca Camargo (2001: 24-25), o chamado encontro de contas, ao eliminar as dívidas cruzadas entre geradoras e distribuidoras e entre estas e a União, tinha por objetivo melhorar os passivos das concessionárias para que estas pudessem elevar sua capacidade de endividamento.

É importante frisar que após esse procedimento foi possível restaurar as transferências intra-setoriais. Ou seja, a RGR foi reintroduzida estabelecendo transferências equivalentes a até 3% dos saldos do ativo imobilizado, deduzidos de depreciações e outras despesas determinadas pela lei. Como os recursos provenientes de tais transferências permaneceram sendo geridos pela ELETROBRÁS e, dado que a remuneração mínima já

⁸⁴ Como assinala Sauer (2002: 130-131), até então o critério de “serviço pelo custo” pressupunha que a receita tarifária deveria cobrir os custos operacionais incorridos para a prestação do serviço, a depreciação do capital investido e a remuneração legal (entre 10% e 12% ao ano).

⁸⁵ Cf Lima (1996: 168).

⁸⁶ Segundo Sauer (2002:131), a partir de então o DNAEE passaria a sinalizar que novos aumentos estariam condicionados a obtenção de ganhos de produtividade por parte das concessionárias. Tal sinalização ficaria explícita nos “Termos de Compromisso” firmados entre as empresas e o DNAEE.

não era mais garantida, o papel da *holding* foi novamente reforçado. Dados tais eventos, *“(a)ltera(va)-se (...) a figura da RGR na estrutura de receitas e despesas das concessionárias por força da própria desigualização tarifária, uma vez que, em princípio, a RGR é despesa a ser coberta pela tarifa e não parcela a ser abatida da remuneração da concessionária, como acontecia num quadro de insuficiência tarifária”* (Lima, 1996: 169).

Passando aos principais efeitos da Lei 8631/93, devemos sublinhar os impactos do encontro de contas e a evolução das tarifas. No que tange às tarifas, Camargo (2001: 24) assinala que o fim do sistema de tarifas crescentes por faixa de consumo permitiu ganhos significativos por parte das concessionárias uma vez que, com o fim daquela sistemática, as concessionárias passaram a cobrar tarifas cheias conforme o consumo de ponta.

Explicando melhor, na sistemática de tarifas crescentes por faixa de consumo (de 0 a 50 KWh; de 51 a 100 KWh; etc), se o consumo de uma certa residência fosse de 51 KWh, 1KWh seria taxado pela faixa de 51 a 100 KWh e o restante pela faixa de 0 a 50 KWh. Com o fim dessa metodologia, as contas passaram a ser cobradas pela faixa de consumo total, o que, segundo Pinto Jr (1999), gerou aumento de receita para as concessionárias de cerca de 40% em 1993.

A recuperação das tarifas a partir de 1993, no entanto, não decorreu apenas de tal mudança. Sauer (2002: 169) aponta que, após a transferência às concessionárias da prerrogativa de propor as estruturas tarifárias, ocorreram sucessivos aumentos do valor real das tarifas. De fato, a partir de 1995, quando foi definida a nova metodologia de reajuste e revisão tarifária, tal tendência se acentuou. A tabela 1 evidencia o fenômeno da recuperação das tarifas reais destacando o período 1995/2001.⁸⁷

⁸⁷ Voltaremos a analisar a questão tarifária na seção 2.3

Tabela 1- Tarifas médias setoriais e inflação (1995/2001)	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001 (jan.-fev.)	Var. 1995 a 2001 %	Var. com o IPC-FIPE %
Classe de consumo									
Residencial	76.26	103.63	119.8	126.19	139.19	158.84	171.93	125.5	81.2
Industrial	43.59	50.45	54.61	56.54	63.08	71.09	74.19	70.2	25.9
Comercial	85.44	99.62	107.99	111.6	121.62	136.87	144.96	69.7	25.4
Rural	55.19	62.21	67.27	69.25	75.47	85.34	90.74	64.4	20.1
Poderes públicos	84.07	98.34	106.1	109.77	119.5	136.09	141.91	68.8	24.5
Iluminação pública	51.59	60.31	65.31	68.53	75.49	85.81	90.47	75.4	31.1
Serviço público	50.45	57.47	62.65	64.99	70.57	79.51	83.59	65.7	21.4
Consumo próprio	69.59	65.92	69.5	70.76	85.83	80.17	75.64	8.7	- 35.6

Fonte: ANEEL; Cf Sauer (2002: 173).

Obs. Valores nominais em R\$.

Em relação ao encontro de contas, a lei permitiu a compensação de dívidas cruzadas, o que viabilizou a transferência do ônus do endividamento das empresas e da contenção tarifária dos anos anteriores ao Tesouro Nacional. Mais especificamente, a lei permitia que a CRC de uma empresa distribuidora fosse transferida para a geradora, que, por sua vez, a transferia à Itaipu, que, por fim, quitava seus débitos com o Tesouro Nacional. Nesse caso, os créditos acumulados por Itaipu referentes ao suprimento de energia foram abatidos de suas dívidas com o Tesouro sob a forma de Avisos MF.⁸⁸

A composição das dívidas e créditos das empresas do setor para fins do encontro de contas está expressa na tabela 2. Como se pode constatar, o valor líquido da CRC à disposição das concessionárias depois de efetuado o encontro de contas totalizou cerca de US\$ 23,5 bilhões (coluna 4), montante superior ao valor das dívidas das concessionárias junto à União que poderia ser abatido da CRC (coluna 5). O saldo remanescente (coluna 6), que totalizou cerca de US\$ 8,7 bilhões, indica que os débitos intra-setoriais (ELETROBRÁS e Itaipu) e extra-setoriais (União) contraídos pelas empresas do setor foram inferiores aos seus créditos apropriados a título de insuficiência tarifária.

⁸⁸ Como vimos no capítulo 1, os Avisos MF representavam dívida não paga pelo setor elétrico que se transferiu para a União.

Tabela 2- Saldo da CRC por empresa (aprovado pelo DNAEE) US\$ milhões de 31/5/93	CRC aprovada	IRPJ/CRC	Encontro de contas	CRC líquida	Comp. por at. da União (5)	Saldo Reman.
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) – (2) – (3)		(6) = (4) – (5)
Federais	12.768	1.874	- 4.594	15.487	11.284	4.206
ELETRONORTE	4.915	536	1583	2.796	818	1.978
CHESF	2.483	479	1.741	263	67	196
ESCELSA	375	29	86	260	27	234
LIGHT	699	114	76	509	399	110
FURNAS	3.268	548	433	2.286	1.821	466
ELETROSUL	1.028	168	240	620	547	74
ITAIPU	0	0	- 4.030	4.030	4.030	0
ELETOBRÁS	0	0	- 4.429	4.429	3.337	1.092
UNIÃO	0	0	- 294	294	238	56
Estaduais	13.502	961	4.592	7.949	3.506	4.444
CERON	174	1	32	141	0	141
ELETROACRE	21	0	13	8	0	8
CEAM	232	1	0	231	10	222
CER	76	0	0	76	0	75
CELPA	397	16	89	292	42	250
CEA	20	2	11	7	0	7
CEMAR	274	9	50	214	1	213
CEPISA	113	0	58	55	40	15
COELCE	120	0	32	88	14	74
COSERN	67	9	42	15	0	15
SAELPA	66	0	8	58	9	50
CELPE	102	5	23	74	7	67
CEAL	50	3	47	0	0	0
ENERGIPE	37	2	16	20	0	19
COELBA	371	14	67	291	26	265
CEMIG	2.063	185	606	1.272	202	1.070
CERJ	402	14	157	231	7	224
CESP	2.713	182	427	2.104	2.104	0
CPFL	668	80	250	339	62	277
ELETROPAULO	1.807	268	1.003	536	535	2
COPEL	1.053	23	156	874	11	863
CELESE	681	56	253	372	6	365
CEEE	983	8	752	222	222	0
ENERSUL	436	11	192	233	91	142
CEMAT	316	35	103	179	108	71
CELG	186	23	163	0	0	0
CEB	74	14	42	17	9	9
Municipais	3	0	1	2	0	2
Particulares	97	2	4	91	10	81
Brasil	26.370	2.839	0	23.531	14.800	8.731

Fonte: DNAEE. Cf Lima (1996: 198)

Obs: A tabela não inclui alterações da Medida Provisória nº 322.

- (1) Valor contábil da CRC aprovado pelo DNAEE.
- (2) Imposto de renda sobre o valor da CRC retido na fonte.
- (3) Valor dos débitos intra-setoriais (energia comprada, RGR, etc.) abatidos dos créditos da CRC. Valores negativos representam créditos.
- (4) Valor líquido da CRC à disposição das concessionárias depois do encontro de contas intra-setorial.
- (5) *Compensação por ativos da União*: valor das dívidas das concessionárias junto à União (Avisos MF, créditos fiscais, etc.) que pôde ser abatido da CRC de acordo com os critérios da Lei 8631/93.
- (6) *Saldo remanescente*: crédito residual da CRC das concessionárias.

Camargo (2001: 25) destaca que após o encontro de contas o montante das dívidas das empresas do setor ainda era elevado em termos absolutos (tabela 3). No entanto, as dívidas se encontravam diluídas no longo prazo e renegociadas a taxas de juros reduzidas. Ou seja, em 1995 os encargos representavam 5,7% do principal em moeda local e apenas 4,5% do principal em moeda forte. Por outro lado, Lima (1996: 170) já apontava que os efeitos do encontro de contas foram diferenciados devido às distintas dimensões das empresas do setor e aos diversos perfis de endividamento.⁸⁹

Tabela 3- Perfil do endividamento das concessionárias por tipo de credor (R\$ milhões de 12/1995)	ELETROBRÁS	Concessionárias	Instituições Financeiras	Outras	Total
Moeda nacional	3.991	412	3.184	3.528	11.113
Encargos	91	150	43	166	450
Principal	3.900	262	3.140	3.361	10.663
Curto prazo	316	85	1.347	1.058	2.806
Longo prazo	3.584	177	1.793	2.303	7.857
Moeda estrangeira	1.607	247	9.354	265	11.473
Encargos	39	1	385	3	427
Principal	1.568	247	8.969	262	11.046
Curto prazo	339	66	1.046	25	1.476
Longo prazo	1.229	181	7.923	237	9.570
Total	5.598	659	12.537	3.793	22.587
Encargos	130	150	428	169	878
Principal	5.467	509	12.109	3.623	21.709
Curto prazo	655	150	2.394	1.083	4.282
Longo prazo	4.812	359	9.716	2.540	17.427

Fonte: ELETROBRÁS. Cf. Oliveira *et all* (1997).

A melhora dos resultados econômico-financeiros foi, sem dúvida, um dos efeitos mais significativos da Lei 8631/93. Oliveira *et all* (1997), num estudo que envolveu todas as concessionárias, constatou, em Dezembro de 1995, uma situação de grande solidez financeira marcada por amplas margens de comercialização e pelo bom desempenho do indicador de endividamento (dívida/ativo), que então atingia apenas 14,43% considerando-se o setor como um todo. Sauer (2002: 131) salienta que, no mesmo período, o

⁸⁹ “(E)videncia-se notável distinção dos efeitos da lei 8631 entre concessionárias. Para a CESP, por exemplo, a lei gerou resultados correntes positivos que, no entanto, poderão estar comprometidos por uma dívida de curto prazo extremamente elevada. Já para a CPFL, distribuidora que apresenta os melhores índices de desempenho do setor, a lei favoreceu tanto o resultado operacional quanto a estrutura patrimonial.” (Lima, 1996: 173). Para mais detalhes sobre os efeitos do encontro de contas e os distintos impactos deste sobre as empresas do setor, veja Oliveira *et all* (1997).

endividamento das empresas totalizava apenas 31% do patrimônio das mesmas, um montante reduzido para tais empresas se analisado numa perspectiva histórica.

Também é preciso ressaltar que após a Lei 8631/93, dada a melhora da estrutura patrimonial das empresas, as concessionárias puderam ampliar o acesso a novos mecanismos de captação de recursos no mercado de capitais. Casos como o da CEMIG, que lançou ADR's no mercado internacional, e outros exemplos de emissão de debêntures conversíveis em ações e Títulos a Termo de Energia (TTE) ilustram esse fato, embora àquela época ainda fosse prematuro avaliar o alcance que tais fontes de recursos teriam na estrutura de financiamento das empresas.⁹⁰

Em suma, a partir das transformações citadas, foram restauradas algumas das condições operacionais e econômicas básicas ao funcionamento do sistema interligado. A recomposição tarifária e o restabelecimento dos fluxos de pagamento entre empresas certamente confirmavam isso. Não obstante, segundo Lima (1996: 173), seria equivocado concluir que tais eventos poderiam restabelecer todas as condições necessárias à retomada dos investimentos. Isso não apenas porque algumas empresas importantes (CESP, CEEE, FURNAS) ainda apresentavam elevado grau de endividamento e estreitas margens de receita operacional, mas, sobretudo, porque “...a geração de recursos próprios ...é limitada diante das dimensões e das características dos investimentos em sistemas de geração e transmissão...Ou seja, afora a distribuição de energia, a receita tarifária apresenta fraca contribuição à capacidade de investimentos das concessionárias, o que requer mecanismos mais elásticos de crédito e financiamento” (Lima, 1996: 173).

Vale lembrar também que, historicamente, os principais canais de financiamento setorial foram as transferências de recursos fiscais (até meados dos anos setenta) e o endividamento externo (a partir dos anos setenta). Como a crise setorial iniciada nos anos oitenta solapou tais mecanismos de financiamento, nada indicava naquele momento que estavam postas todas as condições para a retomada dos investimentos mediante a configuração de um novo padrão de financiamento setorial. Por outro lado, como destacado, em 1996 ainda não se podia avaliar adequadamente o alcance das novas modalidades de financiamento.

⁹⁰ Tais observações são relatadas por Lima (1996: 173).

Ademais, como se pode perceber, tais medidas sequer pretenderam equacionar outras deficiências do modelo estatal. De fato, como exposto no primeiro capítulo, havia outros elementos que deveriam ser considerados em se tratando de uma eventual reforma setorial. Tais elementos diziam respeito às imperfeições da sistemática de planejamento, à superposição das esferas decisórias, à concentração de funções empresariais e regulatórias na ELETROBRÁS e à ausência de estímulos à eficiência empresarial, que, como vimos, indicavam que o conjunto dos problemas setoriais não se resumia à crise federativa, à questão tarifária e à crise do padrão de financiamento, por mais importantes que fossem essas questões.

Postas estas considerações, iniciaremos a apresentação dos traços gerais da política de reestruturação pela discussão das suas motivações e objetivos.

2. A política de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

2.1. Motivações e objetivos da reestruturação.

Embora as conclusões anteriores indiquem que seria pertinente, àquela época, a elaboração de um conjunto de medidas com vistas à correção de todas as deficiências do modelo estatal, foram surgindo no debate outros diagnósticos e argumentos muito distintos dos anunciados nesse trabalho. Como se perceberá, tais diagnósticos acabaram sendo decisivos na definição de uma *política de reestruturação específica* que, a despeito de ter sido iniciada já em 1993, somente adquiriu contornos precisos a partir de 1997.

Segundo a visão hegemônica que se formava, a realização de uma profunda reestruturação se justificava pelos efeitos inerentes à crise fiscal e financeira do Estado, pelas oportunidades abertas a partir das transformações tecnológicas e financeiras verificadas a partir do final dos anos setenta, bem como pela concepção que se formava a respeito do papel que Estado e capitais privados deveriam assumir a partir de então. Em síntese, a partir da argumentação exposta abaixo poderemos perceber de que forma a política de reestruturação levada a cabo nos anos noventa pretendeu uma radical

transformação do arcabouço regulatório setorial e não uma correção das imperfeições remanescentes do modelo marcado pela hegemonia estatal.

Quanto ao aspecto fiscal e financeiro da crise do Estado⁹¹, Oliveira & Pires (1994) e Pires (2000) indicam que sua intensidade trouxe necessariamente a exaustão do modelo de expansão prevalecente até o final dos anos oitenta. Em poucas palavras, a crise fiscal esgotou as possibilidades de continuidade do modelo de financiamento baseado no tripé recursos do Tesouro, autofinanciamento e endividamento externo.⁹² Reforçava essa crença a constatação de que, no Brasil, o consumo de energia elétrica mantinha taxas de crescimento elevadas e superiores à expansão do produto, sendo pouco afetadas pelas flutuações do nível de atividade, sobretudo em se tratando do consumo das classes residencial e comercial.⁹³ Para ilustrar esse argumento podemos citar que o Plano Decenal de Expansão da ELETROBRÁS de 1999 previa para o período 1999/2008 a necessidade de novos projetos da ordem de 4.330 MW por ano, exigindo investimentos anuais de R\$ 8,5 bilhões nos primeiros cinco anos.

Portanto, segundo essa visão, diante da crise fiscal e da tendência de crescimento do consumo, seria impossível que as empresas estatais sustentassem os investimentos necessários à expansão do sistema.⁹⁴ Como se pode depreender, a consequência inevitável dessa formulação no que diz respeito aos contornos gerais de uma política de reestruturação é a defesa da ampliação significativa da participação do capital privado nos investimentos setoriais.

Como já anunciado, o segundo fator a contribuir para a defesa de uma reestruturação específica relaciona-se às transformações ocorridas nas esferas tecnológica e financeira a partir dos anos setenta. Mais especificamente, a aceleração das inovações tecnológicas, o desenvolvimento de novos materiais e novas formas de organização industrial, bem como o destaque crescente dado às teorias dos mercados contestáveis e à regulação por incentivos, pareciam apontar para a necessidade de uma profunda reforma

⁹¹ Para uma discussão dos determinantes da crise fiscal e financeira do Estado brasileiro, ver Carneiro (2002: 179 a 204), Belluzzo & Almeida (2002: 120 a 135) e Buratini (1998: 24 a 36).

⁹² Cf Pires (2000: 7, 10 e 11).

⁹³ Essa tendência foi alterada após o racionamento ocorrido em 2001. Voltaremos a esse assunto no terceiro capítulo.

⁹⁴ Analisaremos criticamente esse argumento nas considerações finais desse trabalho.

setorial. Adicionalmente, a desregulamentação financeira, o crescimento dos fluxos de capitais externos nos anos noventa e o surgimento de novos instrumentos de captação de recursos no mercado de capitais (notadamente o chamado *project finance*) pareciam validar a tese de que uma eventual reestruturação deveria delegar ao setor privado um papel de destaque no financiamento da expansão setorial.⁹⁵

No entanto, advertimos numa nota crítica preliminar que Sauer (2002: 134) já apontava que, embora a emergência do substrato tecnológico propiciasse as condições para uma reestruturação setorial, seu modelo e conteúdo não estavam pré-estabelecidos. Do mesmo modo, acrescentamos que, se por um lado, a crise fiscal e financeira do Estado apontava para a busca de maior participação do capital privado na expansão setorial como objetivo estratégico, por outro, isso não implicava necessariamente a aceitação da idéia de que a reestruturação estava pré-determinada no sentido de eliminar a coordenação, o planejamento estatal e a garantia de realização de investimentos mínimos estatais, elegendo a concorrência e o capital privado como elementos balizadores do funcionamento e da expansão setorial, como de fato ocorreria na segunda metade dos anos noventa.

Cabe enfatizar ainda a esse respeito que, em 1987, quando da criação da Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise), já se propunha a investigação de possibilidades de maior participação do capital privado, além de se buscar uma reformulação institucional para a equalização dos problemas do setor. Segundo Sauer (2002: 125 e 132), “(a) *Revise* propugnava uma reestruturação do setor elétrico com hegemonia estatal, todavia agregando maior eficiência e recomposição da capacidade de autofinanciamento para a expansão. (...) Porém, antes que as propostas da *Revise* fossem inteiramente implementadas e produzissem resultados, o processo foi abortado, numa guinada ideológica, inspirada nas diretrizes do Consenso de Washington imposta ao setor elétrico brasileiro, sob a condução da Secretaria Nacional de Energia, a cargo do engenheiro Peter Greiner”.⁹⁶

⁹⁵ A defesa da idéia de que inovações financeiras como o *projec finance* poderiam contribuir na formação de um novo padrão de financiamento mais apoiado na participação de atores privados pode ser encontrada nos trabalhos de Ferreira (1995) e Finnerty (1996).

⁹⁶ O exame do trabalho de Greiner (1994) é elucidativo da intenção dos reformadores promoverem uma transformação radical do padrão de concorrência setorial. Na verdade o próprio título desse trabalho (*Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro*) já revela as intenções referidas.

Retomando a discussão dos objetivos específicos e dos contornos gerais da reestruturação, acrescentamos que, dado o apoio de organismos internacionais como o Banco Mundial (que forneceu elementos conceituais e implementou programas de financiamento dirigidos à implementação de políticas de reestruturação desestatizantes), a Secretaria Nacional de Energia contratou uma empresa de consultoria internacional (*Coopers & Lybrand*) para desenhar a reestruturação do setor elétrico brasileiro. A inspiração vinha da experiência de reforma dos setores elétricos da Inglaterra e do Chile, onde a concorrência fora tornada a variável-chave no funcionamento dos respectivos sistemas elétricos.⁹⁷

De fato, a crença nos supostos benefícios da estratégia de promoção da competição ao posto de elemento orquestrador do funcionamento e expansão do setor já surgia no anúncio dos objetivos da contratação da *Coopers & Lybrand*. Segundo o documento ELETROBRÁS/*Coopers & Lybrand* (1996), os objetivos da reestruturação eram a capitalização do setor e a redução dos custos de geração e distribuição, *através da competição*, que induziria e aceleraria os fluxos de negócios.⁹⁸ Como no caso dos países mencionados, buscava-se, a despeito das especificidades do setor elétrico brasileiro, promover uma política de reestruturação que reduzisse a presença do Estado na coordenação, planejamento, execução dos investimentos e propriedade dos ativos, elevando sobremaneira o papel dos capitais privados no exercício de tais funções.

Ainda quanto ao conteúdo geral das recomendações contidas nos relatórios da *Coopers & Lybrand* e sua sintonia com a experiência internacional e à orientação geral dos organismos internacionais, Sauer (2002: 137-138 e 145-146) enfatiza que documentos do Banco Mundial de 1994 já identificavam como principais problemas do modelo estatal a

⁹⁷ Conforme relatado por Rosa (2001a: 61 e 62) e Sauer (2002: 132 e 133), o primeiro relatório da *Coopers & Lybrand* foi alvo de severas críticas da parte dos especialistas e engenheiros do Ministério das Minas e Energia uma vez que foram desconsideradas especificidades do sistema hidrelétrico interligado bem como os consequentes ganhos advindos da coordenação do despacho de energia. Diante das críticas, a empresa reformulou seu relatório sem, no entanto, “*romper com sua subordinação aos preceitos ultraliberais emergentes*” (Sauer, 2002: 133).

⁹⁸ Como veremos mais à frente, a expectativa era de que tal mudança se daria a partir das privatizações, da criação das figuras dos consumidores livres e produtores independentes, da garantia de livre acesso às redes de transmissão, da criação de um mercado aberto de comercialização de energia, da garantia de neutralidade na atuação da agência reguladora, da constituição do operador independente e da transformação da matriz energética a partir do fomento à instalação de usinas termelétricas. Cf. Sauer (2002: 145 e 146).

incapacidade de atender a demanda, a ineficiência das operações, a má gestão financeira e a negligência com os pobres e o meio ambiente. Dado tal diagnóstico explica-se a recomendação da *Coopers & Lybrand* de reduzir o papel do Estado, “inerentemente ineficiente”, e ampliar o papel do capital privado e da concorrência dada a suposta maior eficiência alocativa e distributiva dos mercados.

Em síntese, a visão do Banco Mundial se expressava nitidamente na proposta de reestruturação contratada, dado que esta apontava que deveria caber ao Estado, fundamentalmente, a tarefa de promover a competição onde fosse possível (geração e comercialização de energia elétrica) e criar mecanismos de regulação independentes que garantissem livre acesso dos agentes aos segmentos que são monopólios naturais (transmissão e distribuição).

Sauer (2002: 138), no entanto, ressalta que as recomendações acima descritas coincidiram com o contexto internacional de então, ou seja, com a existência de capacidade ociosa das indústrias de equipamentos e serviços nos países de origem (dado o baixo crescimento da demanda nesses mercados), a ampla oferta de capitais internacionais aos mercados emergentes e, principalmente, a existência de excelentes oportunidades de negócios em tais mercados, dados os processos de privatização. Tal argumento, embora represente fundamentalmente outra interessante nota crítica preliminar, nos remete a outro elemento motivador da específica reestruturação do setor elétrico brasileiro, ou seja, às privatizações e sua relevância diante dos contornos da reestruturação pretendida e da condução da política macroeconômica naquele contexto.

Além de significarem excelentes oportunidades de negócios para os capitais privados nacionais e internacionais, as privatizações representaram uma alternativa para, de uma só vez, financiar o Balanço de Pagamentos (dado o persistente déficit em conta corrente e a volatilidade dos capitais de curto prazo), tentar conter o ritmo de crescimento da dívida pública e promover a reforma “modernizante” do setor elétrico. Isso significa, portanto que, no que se refere à política de reestruturação do setor elétrico brasileiro e ao papel das privatizações, além dos determinantes assinalados, havia motivações

macroeconômicas e fiscais que, sem dúvida alguma, reforçaram a defesa da estratégia que então se lançava.⁹⁹

Por fim, a política de reestruturação também se caracterizava pela intenção de promover uma profunda transformação na matriz energética brasileira através da ampliação da participação das usinas termelétricas.¹⁰⁰ Respaldados por pareceres do Banco Mundial, gestores governamentais e vários economistas passaram, então, a defender o crescimento da participação do gás na matriz energética na medida em que divulgavam vantagens advindas da ampliação do número de centrais térmicas.

Dentre as supostas vantagens desta alternativa, ganharam destaque as seguintes: 1- os montantes mínimos de capitais necessários aos investimentos seriam relativamente baixos (significativamente menores que aqueles relativos às grandes hidrelétricas); 2- os prazos de maturação dos investimentos se apresentariam pequenos se comparados aos investimentos em hidrelétricas (o que garantiria atendimento num curto espaço de tempo); 3- os impactos ambientais seriam amenos (admite-se que o gás seja menos poluente que os demais carburantes, podendo ser economizado em períodos hidrológicos favoráveis); 4- a hipótese de que tal opção de investimento se adaptaria facilmente aos novos instrumentos de financiamento surgidos a partir dos anos oitenta, e isto especialmente no que diz respeito à estrutura financeira conhecida como *project finance*¹⁰¹; e, 5- o fato de que as termelétricas permitem a otimização dos sistemas de transmissão, dada a maior proximidade dos centros de carga.

Em síntese, as presumidas vantagens advindas da ampliação da participação do gás na matriz energética brasileira, juntamente com os demais argumentos aqui arrolados, compuseram a defesa da política de reestruturação em foco. Destaque-se nesse sentido, que,

⁹⁹ Assim sendo, de modo similar ao que ocorrera nos anos oitenta, quando o setor elétrico foi acionado para contribuir para o êxito de objetivos macroeconômicos, nos anos noventa o setor seria novamente considerado um meio para a obtenção de finalidades mais gerais (fiscais e macroeconômicas). A diferença, entretanto, entre os dois contextos residiria no fato de que, nos anos oitenta, a utilização das empresas do setor para fins mais gerais foi, como visto no capítulo 1, extremamente adversa à lógica microeconômica, ao passo que, nos anos noventa, a contribuição do setor aos objetivos nacionais deveria ser, segundo a visão que presidia a política de reestruturação, positiva também no que diz respeito aos resultados esperados acerca dos ganhos de eficiência e funcionamento futuro do setor.

¹⁰⁰ Dentre os mecanismos utilizados para viabilizar tal objetivo, destacou-se a construção do gasoduto Brasil/Bolívia e o tratamento prioritário concedido pelas autoridades governamentais (MME, BNDES) aos projetos baseados na termelétricidade.

¹⁰¹ A visão descrita acima pode ser encontrada no trabalho de Finnerty (1996).

segundo a visão que presidia a reforma, a transformação da matriz energética seria fundamental, entre outros fatores, devido à sua hipotética funcionalidade no que tange ao crescimento da participação do capital privado nos investimentos setoriais.

2.2. O arcabouço institucional criado nos anos noventa.

De acordo com Pires (2000: 11), *“(a) trajetória de reformas do setor, cujo início data de meados dos anos 90, consiste em um processo ad hoc e gradual que só adquiriu um caráter mais abrangente, consistente e coordenado a partir de 1997, quando foi implementada uma série de políticas regulatórias, muitas das quais propostas pela consultoria Coopers & Lybrand, por meio de diversas medidas provisórias que iriam dar origem à Lei 9648/98”*. Antes disso, porém, várias medidas já haviam sido lançadas com o objetivo de eliminar o arcabouço regulatório que caracterizava o modelo anterior e, ao mesmo tempo, iniciar as alterações legais tidas como necessárias à promoção da competição e atração dos capitais privados. Dentre as principais inovações regulatórias promovidas nessa fase, destacam-se as seguintes:

- 1- Lei 8631/93, que, como vimos, extinguiu o regime de equalização tarifária e remuneração garantida, promoveu o encontro de contas e criou a obrigatoriedade da confecção de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores.¹⁰²
- 2- Decreto 915/93, que possibilitou a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre as concessionárias e autoprodutores.¹⁰³
- 3- Decreto 1009/93, que criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel). Tal projeto visava garantir o livre acesso à rede de transmissão, que, como veremos mais à frente, era parte integrante da estratégia

¹⁰² Segundo Bielschowsky (1997: 11), *“(a)s empresas concessionárias de distribuição passaram a ter que contratar com as fornecedoras pelo prazo de quatro anos, sem direito a recusar a energia contratada. O mecanismo teve por objetivo condicionar a expansão da oferta ao crescimento da demanda esperada, evitando a situação de sobre-oferta que perdurou durante muitos anos.”*

¹⁰³ Como veremos no capítulo 3, o efeito prático dessa medida foi a retomada de obras paralisadas através da associação entre capitais públicos e privados.

de promoção da concorrência no segmento da geração. Seu objetivo, no entanto, não foi alcançado devido à não adesão das concessionárias estaduais proprietárias de boa parte da rede de transmissão.¹⁰⁴

- 4- Lei 8987/95 (Lei das Concessões), regulamentada pela Lei 9074/95 no caso do setor elétrico. Tais leis tratam do regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão¹⁰⁵, criam a figura jurídica do produtor independente¹⁰⁶ e estabelecem a possibilidade de os consumidores livres¹⁰⁷ terem direito à contratação de energia, inicialmente, de produtores independentes e, após cinco anos, de qualquer concessionária ou produtor de energia.

Dadas tais medidas (especialmente as que tratam da criação das figuras jurídicas do produtor independente e dos consumidores livres), pode-se constatar já naquele momento o objetivo de promover a concorrência nos segmentos da geração e comercialização. No entanto, tal objetivo não se concretizou de imediato. Segundo Bielschowsky (1997: 35 e 36), naquele contexto não surgiram investidores interessados em se tornarem produtores independentes devido à indefinição em torno dos custos de transmissão da energia gerada e das tarifas de fornecimento. De fato, como veremos mais à frente, novas medidas com o mesmo intuito foram lançadas posteriormente, formando um conjunto amplo de reorientações legais expressas na Lei 9648/98.

¹⁰⁴ Segundo Abreu (1999: 16), a Rede Básica com regulamentação do acesso às redes de transmissão e distribuição em todo o território nacional foi criada apenas em 1997.

¹⁰⁵ “As concessões no setor elétrico têm prazo de 30 anos para os casos da distribuição e transmissão, e 35 anos para o caso da geração. Estes prazos podem ser prorrogados por igual período” (Pires, 2000: 12).

¹⁰⁶ As Leis 9427/96 e 9648/98 modificaram a Lei 9074/95 e definiram as condições para outorga de autorização ou concessão para produtores independentes. Ficou estabelecido que, no caso da geração hidrelétrica, era objeto de autorização o aproveitamento de potência superior a 1.000 kW e inferior ou igual a 30.000 kW. Nestes casos se enquadram os produtores independentes. Licitações para estabelecimento de concessões em aproveitamentos hidrelétricos só eram previstas para potências superiores a 30.000 kW. No caso da geração a partir de usinas termelétricas, as leis acima citadas permitiram a autorização ou concessão mediante licitação.

¹⁰⁷ De acordo com a Lei 8987/95, os consumidores livres eram aqueles que apresentavam carga igual ou maior que 10 MW e que eram atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV. Portanto, eram basicamente grandes consumidores.

Antes disso, porém, a Lei 9427/96, ao instituir a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), já havia avançado na criação de um novo marco institucional marcado pela autonomização dos principais agentes setoriais.

2.2.1. A autonomia normativa e as medidas de estímulo à concorrência e ao ingresso de capitais privados.

Segundo Camargo (2001: 27) e Pires (2000: 13), a substituição do marco regulatório até então prevalecente por um conjunto de regras transparentes e instituições autônomas era condição do sucesso da reforma. Como vimos no primeiro capítulo, o modelo estatal era caracterizado por forte ingerência do Governo Federal e pela superposição das atribuições, sobretudo no que se refere à atuação da ELETROBRÁS e do DNAEE. De fato, no modelo anterior “... *as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao Poder Executivo, o que implicava na perseguição de objetivos muitas vezes contraditórios, tais como microeconômicos (eficiência produtiva), macroeconômicos (controle inflacionário e do déficit público) e sociais (universalização dos serviços)*” (Pires, 2000: 13). Portanto, a criação de instituições autônomas e a redefinição das atribuições de outras já existentes nos anos noventa devem ser entendidas como mecanismos a partir dos quais a política de reestruturação pretendeu modificar aquele quadro. Senão vejamos.

Segundo Pires (2000), a construção da autonomia normativa visava eliminar a hipótese de ocorrerem intervenções estatais que induzissem as empresas do setor a perseguirem objetivos contraditórios à boa gestão microeconômica. De fato, de acordo com a visão que presidiu a política de reestruturação, a eliminação da possibilidade de ocorrerem tais intervenções seria positiva por trazer uma nova configuração setorial onde, além de não existirem alguns dos problemas do modelo anterior (o estímulo à ineficiência, por exemplo), seriam criadas condições fundamentais para a expansão no longo prazo. Tais condições passariam necessariamente pela garantia de neutralidade e autonomia dos agentes reguladores e principais órgãos decisórios que, ao tornarem mais estáveis e previsíveis as trajetórias esperadas de variáveis fundamentais (como as tarifas, por

exemplo), reduziriam sensivelmente a incerteza que impedia o crescimento significativo dos investimentos privados.

Em suma, supunha-se que, se fosse restringida a intervenção estatal, se existissem instituições autônomas, regras claras e estáveis, bem como mecanismos de promoção e defesa da concorrência, a ação do mercado se encarregaria de promover o bom funcionamento do setor gerando as condições necessárias à expansão dos investimentos privados. É com base nessa visão, portanto, que se deve entender a criação da ANEEL e de outras instituições como o CCPE, o ONS e o MAE.¹⁰⁸

Dadas as observações assinaladas, vejamos, em primeiro lugar, como se deu a criação da ANEEL e de que forma suas atribuições revelam a busca pela autonomia normativa.

Embora tenha estipulado a vinculação formal da agência reguladora ao Ministério das Minas e Energia (MME), a Lei 9427/96 enquadrou a ANEEL na categoria de Autarquia Especial. Com isso, a agência foi dotada de autonomia decisória e orçamentária, competência normativa para regulamentar assuntos técnicos e autonomia de seu quadro de dirigentes – que têm mandatos fixos desvinculados do calendário eleitoral, embora sejam nomeados pelo Executivo e sabatinados pelo Legislativo. Dentre as atribuições da ANEEL definidas naquela legislação, podemos destacar as seguintes:

- 1- Controle do desempenho e da eficiência das concessionárias, seja diretamente, seja por intermédio das agências estaduais;
- 2- Responsabilidade pela licitação e autorização de concessões em todos os segmentos (geração, transmissão e distribuição);
- 3- Determinação das tarifas de fornecimento e suprimento e análise e aprovação dos aumentos solicitados pelas empresas;
- 4- Gerenciamento, operação e fiscalização da Rede Básica (transmissão) de energia em consonância com as outras instituições criadas (ONS e CCPE);

¹⁰⁸ Uma análise crítica desse argumento e do desempenho da ANEEL, do CCPE, do ONS e do MAE será desenvolvida no capítulo 3.

- 5- Determinação do custo de transporte da energia pelas redes de distribuição e transmissão.

Como se pode verificar, a criação da ANEEL e a definição de suas atribuições certamente estavam em sintonia com os objetivos mais gerais da política de reestruturação. Ao observar a legislação citada e as atribuições acima descritas podemos constatar que as principais funções da agência diziam respeito à defesa da concorrência (através da possibilidade de estabelecer regras que evitem a concentração dos mercados), ao controle, à fiscalização dos serviços e à arbitragem de conflitos derivados da divergência dos interesses das empresas e dos usuários. Seu papel de fiscalizador e árbitro se verificava, por exemplo, no estabelecimento de padrões de qualidade, incluindo a possibilidade de aplicar multas e punições às concessionárias que não cumprissem as metas estabelecidas nos contratos de concessão.

Pires (2000: 14), no entanto, já apontava alguns desafios ao cumprimento das funções da agência. O primeiro de tais desafios era a falta de tradição regulatória e de pessoal qualificado. O segundo residia no fato da ANEEL ter sido criada após o início das reformas.

Quanto a esse último desafio, segundo Pires (2000: 14 e 15), o atraso na criação da agência dificultou a afirmação da mesma no novo marco institucional, contribuindo para a existência de incertezas regulatórias. Um exemplo que espelhou tal dificuldade de afirmação foi a superposição de atribuições entre a ANEEL e o MME durante a apuração das causas do blecaute de março de 1999 e durante a ocorrência dos problemas de distribuição de energia no Rio de Janeiro no primeiro trimestre de 1998.

Dados tais apontamentos, pode-se perceber que, na visão de Pires (2000), os possíveis obstáculos à conquista da autonomia da ANEEL resultaram da forma de implementação da política de reestruturação – o atraso na criação da agência – e de outros fatores alheios aos objetivos gerais desta política – a falta de tradição regulatória e de pessoal qualificado. Nesse sentido, a própria superposição de atribuições existente no modelo anterior (e que se pretendia eliminar) se mantinha, mas isso ocorria, segundo essa visão, por motivos independentes dos objetivos da reforma.

Examinadas as atribuições e alguns dos obstáculos à efetiva autonomia da ANEEL, passemos à apresentação da segunda instituição criada pela política de reestruturação com vistas à criação de um quadro de autonomia normativa. Ou seja, vejamos quais papéis estavam reservados ao Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos sistemas elétricos (CCPE).

Como vimos no primeiro capítulo, o sistema hidrelétrico construído no país ao longo da vigência do modelo estatal possui dimensão e complexidade não desprezíveis. A interligação dos subsistemas possibilita expressivos ganhos energéticos e, por outro lado, impõe a interdependência entre os geradores e a coordenação centralizada do despacho de energia pelas redes de transmissão. Ademais, no arranjo estatal, o planejamento da expansão era centralizado e, não raras vezes, tal fato foi objeto de conflitos, dadas as disputas entre geradoras federais e estaduais pelos aproveitamentos hidrelétricos.

Premidos, por um lado, pela estratégia de promoção da competição e, por outro, pela imposição da coordenação no funcionamento do sistema, os reformadores levaram vários anos para desenhar e ver efetivada aquela que seria a nova instituição encarregada do planejamento de longo prazo. De fato, até o início do ano 2000, tal função permaneceu sob o controle do GCPS da ELETROBRÁS, que ainda exercia o planejamento nos moldes do modelo anterior. A partir de então a função do planejamento da expansão foi transferida ao CCPE, uma nova instituição vinculada ao MME. Dados os apontamentos já destacados, vejamos mais de perto as atribuições e a composição do CCPE.

De acordo com Camargo (2001: 30), compunham o CCPE alguns especialistas alocados na ANEEL, na ELETROBRÁS e no CEPEL (Centro de Estudos e Projetos de Energia Elétrica), também vinculado a ELETROBRÁS. Sua instância máxima de decisão era o Conselho Diretor de Coordenação do Planejamento da Expansão, que era presidido pelo Secretário de Energia do MME. Cabe frisar em se tratando da participação de outros representantes que, quando da criação do CCPE, foi formalizada a recomendação de que deveriam fazer parte do Conselho Diretor desta instituição alguns agentes representativos do governo (Fórum de Secretários de Estado para assuntos de energia, órgão governamental dos setores hídricos e de Meio Ambiente), do setor de energia elétrica (representantes do MAE, do ONS e representantes de cada um dos segmentos: geração, transmissão,

distribuição e comercialização) e da sociedade (Conselhos de consumidores). Tal composição certamente foi recomendada em virtude do objetivo de conferir transparência às informações e neutralidade às decisões das entidades reguladoras.

Ainda quanto ao CCPE, Camargo (2001: 30) sintetiza aquelas que eram suas principais atribuições e, dentre estas, destaca as seguintes:

i- *“orientar ações do governo para assegurar o fornecimento de energia nos níveis de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, em consonância com a Política Energética Nacional, emanada do Conselho Nacional de Política Energética”;*

ii- *“oferecer aos agentes do mercado elétrico um quadro de referência para seus planos de investimento”;* e

iii- *“estabelecer, em consonância com os aspectos operacionais do sistema, a expansão mais adequada da rede de transmissão.”*

O mesmo autor ressalta que nesse novo modelo o planejamento de longo prazo para investimentos em geração e transmissão passou a ser indicativo, buscando apenas situar as melhores oportunidades de investimento no que diz respeito à eficiência e aos custos. Ao realizar inventários e estudos de viabilidade, portanto, o CCPE cumpria sua atribuição de fornecer um quadro de referência aos potenciais investidores nos segmentos de geração e transmissão.

No que se refere à expansão da rede de transmissão no médio prazo, o planejamento era dito determinativo, ou seja, uma vez identificados os investimentos prioritários, estes eram levados a ANEEL que encaminhava os processos de licitação. No entanto, caso não surgissem investidores interessados em participar dessas licitações, os estudos do CCPE tornavam-se apenas indicativos de investimentos a serem licitados e perdiam o caráter determinativo acima citado.

A partir da discussão realizada acima podemos perceber uma mudança fundamental na metodologia de planejamento do setor e antecipar, nessa passagem, outra nota que será retomada no terceiro capítulo. Trata-se do fato de que, diferentemente do modelo estatal, onde investimentos mínimos eram assegurados pelas concessionárias estatais, no modelo criado nos anos noventa a ampliação da capacidade de geração e transmissão deveria

resultar de decisões individuais das empresas públicas remanescentes e dos novos atores privados, orientados agora fundamentalmente pelos sinais emitidos no mercado e pelo quadro de referência originado no CCPE. Como se pode depreender, a transformação da metodologia de planejamento também explicita a crença dos reformadores na capacidade dos sinais emitidos pelo mercado sinalizarem adequadamente as melhores opções de investimento e assegurarem a expansão da capacidade de geração de modo a impedir a ocorrência de uma situação de subinvestimento. Abandonou-se, portanto, um arranjo institucional que, apesar dos seus problemas, impedia que a oferta de energia elétrica fosse comprometida por razões de qualquer natureza e colocou-se em seu lugar um modelo onde a expansão da capacidade produtiva baseava-se fundamentalmente no cálculo microeconômico (público ou privado) a partir de um suposto bom funcionamento dos mercados.

A terceira instituição relevante criada pela política de reestruturação com o intuito de buscar a supremacia dos mecanismos de mercado no funcionamento do setor foi o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Tal mercado foi criado pela Lei 9648/98, que, como dito anteriormente, é o marco que delimita a criação do arcabouço regulatório em questão.¹⁰⁹

Regulamentado pelo decreto 2655/98, o MAE era uma entidade privada que centralizava todos os contratos de compra e venda de energia, funcionando como um tipo de câmara de compensação dos negócios atinentes à comercialização de energia elétrica. Participavam desse mercado todos os distribuidores e comercializadores com carga anual igual ou maior que 100 GWh, todos grandes consumidores com demanda maior ou igual a 10 MW e os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW.¹¹⁰

O MAE foi concebido a partir de dois mercados distintos: o de curto prazo (*spot*) e o de longo prazo. No mercado *spot* era comercializada a energia interruptível (ou não garantida), as sobras de energia e a energia não contratada bilateralmente. Quanto ao

¹⁰⁹ A Lei 9648/98, além de criar o MAE, definiu regras de entrada, tarifas, estrutura de mercado, critérios de licitação e alteração do *status* dos operadores das plantas de geração. Alguns desses aspectos serão abordados a seguir. Cf. Sauer (2002: 146 a 148), Pires (2000: 12 e 19) e Camargo (2001: 26, 27 e 50 a 52).

¹¹⁰ As bases para o funcionamento do MAE foram firmadas por meio do Acordo de Mercado, que, além de disciplinar os participantes do mercado, estabeleceu as obrigações e os direitos dos mesmos, as garantias financeiras, os pré-requisitos de adesão, as regras comerciais e a gestão econômico-financeira do mercado Cf. Camargo (2001: 50 a 52) e Pires (2000: 19).

comportamento dos preços nesse mercado, vale registrar uma nota de Camargo (2001: 51): *“(e)nergia interruptível é a energia adicional gerada quando a utilização da capacidade instalada de determinada usina geradora supera sua média histórica, por sua vez calculada de acordo com índices pluviométricos históricos para aquela determinada bacia hidrelétrica. Desta forma, os preços no mercado spot deverão flutuar muito, pois irão depender dos níveis de chuva e do comportamento dos consumidores. Adicionalmente, eventuais gargalos no sistema de transmissão poderão fazer com que haja fortes desníveis de preços entre os subsistemas, pois haverá casos em que o excesso de chuvas em determinada região derrube seus preços no mercado spot, ao passo que numa outra região pode ocorrer o contrário”*.

No mercado de longo prazo era negociada a energia firme (garantida ou não interruptível), ou seja, a energia estimada a partir dos padrões históricos de utilização da capacidade de cada gerador. Como as flutuações de preços nesse mercado eram bem menores, supunha-se que predominariam no MAE os contratos bilaterais de longo prazo entre geradores e varejistas (distribuidores, comercializadores ou consumidores livres). Por estas razões, estimava-se que o total de energia negociado no mercado *spot* não ultrapassaria 15% do total da energia negociada no MAE.¹¹¹

Embora a criação do MAE buscasse acelerar a formação de um ambiente competitivo onde as forças de mercado supostamente revelariam as condições adequadas para a expansão do sistema e preços adequados aos consumidores, esse intento não obteve êxito imediato devido à constatação de um problema: a entrada em vigor da livre negociação dos contratos no MAE naquele momento certamente provocaria uma forte elevação dos preços da energia elétrica, ou seja, traria exatamente o oposto do que se idealizava. Esta hipótese era tida como certa por duas razões.

Em primeiro lugar porque o custo médio de suprimento, repassado para as distribuidoras, e destas para os consumidores finais, iria refletir os crescentes custos marginais de expansão do sistema.¹¹² Interessa ressaltar que no Brasil os custos marginais de geração são crescentes porque os melhores aproveitamentos hidrelétricos já foram

¹¹¹ Cf. Camargo (2001: 51) e Pires (2000: 19).

¹¹² Esse aumento de preços obedece à mesma lógica daquela expressa na teoria ricardiana da renda da terra.

explorados e porque a legislação ambiental tornou-se mais rigorosa, o que eleva os custos dos empreendimentos hidrelétricos, sobretudo dos que implicam construção de grandes barragens. Em segundo lugar porque havia à época grande número de obras paralisadas que apresentavam significativos custos encalhados. Nesse sentido, esperava-se que, com o passar do tempo, grande parte dos custos das obras paralisadas fosse amortizada atenuando a tendência apontada.

Dado esse problema prático, optou-se pela continuidade dos contratos em vigência à época (que receberam o nome de contratos iniciais) e pela definição de uma estratégia gradualista de introdução da concorrência. Assim, de acordo com o cronograma estabelecido, até 2003 o mercado livre de energia para contratos de longo e curto prazo ficaria restrito à energia interruptível e à energia resultante dos novos investimentos desde as privatizações. A partir de 2003, no entanto, seriam anualmente incorporados 25% dos contratos iniciais ao mercado livre, de modo que, em 2007, toda a energia gerada seria livremente negociada no MAE, exceto a energia originada de Itaipu e da Eletronuclear, unidades excluídas do cronograma de privatização.¹¹³

Ainda quanto ao MAE, importa ressaltar que a identificação de um provável choque de preços (advindo da liberalização do mercado) não abalou a crença nos supostos benefícios de longo prazo da estratégia em foco. Segundo Sauer (2002: 147 e 148), embora tenha ficado clara a impossibilidade de redução de preços no curto prazo, a criação gradual de um mercado competitivo continuou sendo considerada etapa essencial para a dinamização das transações, para a expansão dos investimentos privados e para a redução dos preços no médio e no longo prazo.

Passando à análise do Operador Nacional do Sistema (ONS) – a quarta instituição criada no intuito da formação de um quadro de autonomia normativa e estímulo à competição –, pode-se destacar que tal instituição foi originada tendo como inspiração o *Operator System* inglês, segundo a proposta da *Coopers & Lybrand*. Seu funcionamento teve início em Março de 1999 em substituição ao GCOI (Grupo Coordenador de Operações Interligadas) vinculado a ELETROBRÁS. Sua função essencial era “...o planejamento de

¹¹³ Um dos resultados da adoção dessa estratégia gradualista de liberalização foi a valorização dos ativos das geradoras inseridas no cronograma de privatizações. Isto porque a vigência dos contratos iniciais garantia um fluxo de receita aos potenciais investidores.

curto prazo do sistema, envolvendo o controle sistemático do fator de carga (consumo) e da energia firme disponível..., centralizando os despachos ...de forma a otimizar a utilização do parque gerador elétrico e garantir a confiabilidade do sistema interligado” (Camargo, 2001: 52).

A composição do ONS, no entanto, era bastante diferente da do GCOI tendo em vista a estratégia de criação de instituições autônomas e introdução da concorrência com vistas à atração de novos investidores privados. Como mostra Pires (2000: 21 e 22), o ONS foi constituído como pessoa jurídica de direito privado, sendo composto por representantes dos agentes do setor, dos consumidores e do Poder Concedente. Outra diferença foi a adoção de gestão colegiada pelo órgão diretor do ONS, através da qual foram previstas assembleias gerais, um conselho de administração, um conselho fiscal e uma diretoria executiva. A participação de representantes do setor e da sociedade se manifestava no conselho de administração, que era formado por 15 membros, sendo 13 destes eleitos por suas classes (geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores, consumidores livres e consumidores), um indicado pela ANEEL e outro pela Secretaria de Energia do MME.¹¹⁴

Quanto às relações entre o ONS e os diversos proprietários das redes básicas de transmissão, estas eram disciplinadas pelos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão. Através destes contratos os proprietários cediam ao ONS o direito operacional sobre as redes e recebiam, em contrapartida, receitas que remuneravam os custos e os investimentos relativos à atividade de transmissão de energia. Nesse arranjo, os geradores forneciam ao ONS informações quanto à sua disponibilidade de energia firme, capacidade, preço, volume produzido, reservas e outras informações técnicas. Com base nessas informações o ONS, definia um programa de despacho que buscava otimizar o sistema e evitar sobrecargas nas redes. A definição das receitas dos geradores, por sua vez, se dava com base na disponibilidade de energia firme ao preço contratado e não de acordo com o volume total de energia despachado.

¹¹⁴ O conselho de administração e a diretoria executiva tinham mandatos de três anos e podiam ser reeleitos uma vez.

Dados os objetivos da política de reestruturação e as inovações idealizadas acerca da representação e operacionalização da nova instituição, foram definidas, então, aquelas que seriam as atribuições do ONS:

- a- *“garantir o livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória”;*
- b- *“promover a otimização da operação do sistema elétrico, fazendo o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração”;*
- c- *“incentivar a expansão do sistema ao menor custo”;* e
- d- *“administrar as redes básicas de transmissão”* (Pires, 2000: 22)

Em se tratando dessas atribuições, é preciso sublinhar que a primeira delas (a garantia de livre acesso) representou uma inovação importante da política de reestruturação posto que representava instrumento voltado à promoção e preservação de um ambiente concorrencial. Explicando melhor, dada a idéia de induzir a entrada de novos agentes privados a partir da criação de um ambiente competitivo, o acesso não discriminatório às redes de transmissão, segundo a visão dos reformadores, tinha a finalidade de eliminar a possibilidade de ocorrerem manipulações que gerassem receitas de congestão¹¹⁵ ou cobrança de tarifas discriminatórias às empresas de geração que utilizassem redes que são propriedade de terceiros.¹¹⁶

Para evitar frustrações nesse sentido, ainda de acordo com essa visão, a ANEEL deveria monitorar constantemente as práticas dos agentes, definir os ativos que comporiam a rede de transmissão e determinar a respectiva metodologia tarifária. Além disso, e também para assegurar o livre acesso e a introdução da concorrência, a política de reestruturação deveria contemplar a desverticalização das empresas do setor. Vejamos, em

¹¹⁵ “O fato de uma linha de transmissão estar sobrecarregada em relação às demais faz com que suas tarifas de uso sejam relativamente mais caras do que outras, acarretando uma remuneração maior para seu proprietário pelo uso de sua rede” (Pires, 2000: 21).

¹¹⁶ Segundo Pires (2000: 38), por exemplo, o livre acesso era condição do sucesso da reestruturação, pois as experiências internacionais de reestruturação já haviam indicado que a ausência de mecanismos que garantissem sua efetividade funcionava como poderoso obstáculo ao ingresso de novos agentes privados. “Um caso típico é o do Chile, onde o grid de transmissão não (era) neutro e as condições de acesso (eram) negociadas ad hoc, em circunstâncias bastante assimétricas, com evidências de práticas de abuso de poder dominante por parte do proprietário (Grupo Endesa)” (Pires, 2000: 38, nota de rodapé 68).

primeiro lugar, como foi iniciado o processo de promoção do livre acesso para, em seguida, analisarmos a importância da desverticalização e os obstáculos à sua efetivação.¹¹⁷

O primeiro passo dado para tentar garantir o livre acesso foi a definição dos ativos integrantes do sistema de transporte. Nesse sentido, as Resoluções 245/98 e 66/99 da ANEEL estabeleceram a separação dos ativos de transmissão (linhas com tensão igual ou superior a 230 kV) dos de distribuição (linhas com tensão inferior a 230 kV). O segundo passo consistiu na definição, por meio da Resolução 281/99, das condições gerais de contratação do acesso, envolvendo uso e conexão aos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Finalmente, o terceiro passo envolveu a determinação das tarifas de uso da rede de transmissão e distribuição, o que foi efetuado a partir das Resoluções 282/99 e 286/99.

Em se tratando das tarifas, importa frisar que as resoluções citadas estabeleceram que as receitas de transmissão seriam obtidas mediante o pagamento de encargos de uso pelos geradores e consumidores, numa proporção de cerca de 50% para cada um dos segmentos. Adicionalmente, os valores das tarifas foram definidos, a exemplo da experiência internacional, a partir de “selos” que refletiriam os custos ao longo dos diferentes pontos da rede de transmissão (critério “nodal” ou “por zona”). Os objetivos dessa metodologia foram: 1- garantir que as tarifas sinalizassem corretamente a localização ótima de investimentos e grandes consumidores; e, 2- evitar o risco do fenômeno conhecido como *pancaking*.¹¹⁸

Quanto à desverticalização, Camargo (2001: 27 e 55 e 56) e Pires (2000: 25 e 26) enfatizaram sua importância (ao lado da criação de outros mecanismos de prevenção de abuso de poder dominante) para a introdução da concorrência nos segmentos da geração e comercialização de energia e, conseqüentemente, para o sucesso do objetivo de expansão

¹¹⁷ Observações críticas à estratégia de desverticalização serão feitas no capítulo 3.

¹¹⁸ Segundo Pires (2000: 24, nota de rodapé 44), “o fenômeno conhecido como *pancaking* é definido como aquele no qual o preço final das tarifas de pedágio torna-se maior do que o valor da transação efetuada, inviabilizando-a economicamente.”

dos investimentos privados.¹¹⁹ Na verdade, a separação estrutural dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia já fazia parte das recomendações da *Coopers & Lybrand*, sendo entendida como etapa essencial para evitar cobranças discriminatórias pelo uso das redes de transporte, vale dizer, para garantir o livre acesso.

Segundo os autores citados acima, o principal argumento em favor da desverticalização se referia à crença de que uma das mais relevantes implicações da existência de importantes empresas verticalizadas (como ocorre no setor elétrico brasileiro¹²⁰) seria a presença de assimetrias de informação que, por serem dificilmente percebidas pelo regulador, criam obstáculos ao exercício adequado da função reguladora e fiscalizadora. Ao criarem tais obstáculos, constituir-se-iam entraves ao amadurecimento de um regime concorrencial dificultando o ingresso de novos investidores privados.¹²¹

Havia, no entanto, um obstáculo de ordem política à realização de tal separação estrutural, vale dizer, a existência de várias empresas verticalizadas controladas por governos estaduais não interessados em abrir mão das vantagens competitivas (economias de escala) advindas da integração estrutural das mesmas e nem mesmo dispostos a privatizar tais empresas. Casos exemplares nesse sentido foram as disputas pela não inclusão de FURNAS e da COPEL no Programa Nacional de Desestatização.

Em razão das dificuldades relativas ao processo de desverticalização e da descontinuidade do processo de privatização, apenas a ELETROSUL e a CESP acabaram por separar estruturalmente seus ativos, o que contribuiu para o insucesso da estratégia em questão e, conseqüentemente, para a adoção de uma outra medida alternativa: a separação contábil. Tal medida, embora paliativa segundo Pires (2000: 26), teria grande importância

¹¹⁹ A nosso juízo, os trabalhos de Pires (2000) e Camargo (2001) são fortemente influenciados pela visão que preside a política de reestruturação. De fato, uma leitura atenta dessas obras evidencia que os autores aceitam a idéia de que a expansão dos investimentos privados depende inevitavelmente do sucesso da estratégia de criação de um ambiente concorrencial. Como se verá no próximo capítulo, há evidências suficientes de que, ao contrário do que supunham tais autores, a transformação do padrão de concorrência setorial trouxe o incremento da incerteza, impedindo, desse modo, a esperada expansão dos investimentos privados.

¹²⁰ FURNAS, ELETRONORTE, CHESF, CEMIG e COPEL são exemplos de empresas verticalizadas.

¹²¹ Ainda quanto à importância dessa separação estrutural, mais uma vez os trabalhos destacados evocavam a experiência internacional como referencial. Para Pires (2000: 25), por exemplo, através da análise de outros processos nacionais de reestruturação seria possível constatar que “a desverticalização (seria) a forma mais eficaz de se garantir o livre acesso à rede de transmissão”.

dada a existência de várias empresas verticalizadas com expressiva capacidade de geração (COPEL e CEMIG). No entanto, segundo Araújo (1999), a desvantagem de tal medida seria a manutenção do risco de manipulação da construção de novas linhas de transmissão para a apropriação de receitas de congestão pelos proprietários, fato que, segundo a visão que presidia a política de reestruturação, representava ameaça não desprezível ao livre acesso, à promoção da concorrência e à expansão dos investimentos privados no segmento de geração.

Em suma, a partir da exposição das dificuldades referentes à promoção do livre acesso mais uma vez se percebe que, segundo a visão em foco, os obstáculos à obtenção dos resultados desejados não resultaram da consistência da política de reestruturação, entendida como adequada dada sua semelhança frente às experiências internacionais de reestruturação. Na verdade, de acordo com tal visão, tais dificuldades resultaram de obstáculos políticos exógenos derivados de uma relevante especificidade do sistema elétrico brasileiro abordada no primeiro capítulo deste trabalho, vale dizer, sua federalização inconclusa que, em última instância, propiciou a existência de empresas integradas controladas por outras esferas de governo.

Examinada a importância do livre acesso e as dificuldades referentes à sua efetivação, voltemos às atribuições do ONS no intuito de ressaltar outros obstáculos à efetivação do modelo concorrencial idealizado.

Importa enfatizar que a segunda atribuição do ONS (*promover a otimização da operação do sistema elétrico, fazendo o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração*) não se encaixava no modelo internacional de operador independente porque derivava das especificidades do sistema elétrico brasileiro. Como já discutido no primeiro capítulo, o predomínio da geração hidrelétrica, a existência de diferentes bacias hidrográficas, de diferentes regimes pluviais e a integração dos subsistemas por extensas linhas de transmissão, impõem a coordenação do despacho, a interdependência entre os geradores e o planejamento centralizado da expansão, dado o objetivo de se criar uma complementaridade entre os subsistemas que, de um lado, compartilhe os riscos do sistema hídrico e, de outro, maximize o aproveitamento dos recursos energéticos ao longo do tempo. Assim sendo, a programação da operação e o

despacho centralizado da energia, fazem com que a lógica de mercado não se instaure sem que sejam comprometidas a otimização e as vantagens desse sistema no que diz respeito ao ganho energético derivado da operação coordenada do sistema interligado.¹²²

De fato, quando o ONS determina as quantidades, o destino e a origem da energia a ser despachada de cada central, ele segue uma lógica técnica que garante o equilíbrio do sistema e maximiza o aproveitamento do potencial energético no longo prazo. Nesse arranjo os geradores são interdependentes num regime de forte coordenação e não concorrentes. É por essa razão que, mesmo depois da criação do MAE, as receitas dos geradores continuaram sendo determinadas pela quantidade de energia firme estabelecida em contratos bilaterais de longo prazo e não segundo uma lógica concorrencial fundada em variações de preços e quantidades.

Portanto, diferentemente de um típico regime de mercado, no sistema hidrelétrico brasileiro a variável preço e a capacidade ociosa estratégica não representam determinantes dos ajustamentos. Isto porque, como visto, as especificidades desse sistema limitam fortemente a lógica concorrencial que a política de reestruturação pretendeu tornar dominante.¹²³

Dados tais apontamentos, passemos à apresentação de outras medidas advindas da política de reestruturação que visaram a introdução da concorrência a despeito das especificidades acima listadas.

2.2.2. Outros mecanismos de promoção da competição e defesa da concorrência.

Além da criação de um ambiente institucional marcado pela autonomia normativa, da formação de um novo aparato de regulação do acesso e da realização de amplo processo de privatizações¹²⁴, a política de reestruturação também procurou introduzir a concorrência

¹²² Segundo Rosa (2001a: 61), “a operação coordenada do sistema hidrelétrico brasileiro interligado permite sua otimização com um ganho de cerca de 28% em energia, o equivalente a um investimento economizado de cerca de 10 bilhões de dólares”.

¹²³ Retornaremos a esse ponto quando analisarmos, no capítulo 3, as restrições aos investimentos no passado recente.

¹²⁴ O processo de privatizações será abordado na seção 3.

e estimular o ingresso de novos agentes privados através de uma série de medidas regulatórias relativas ao segmento da geração de energia elétrica e à regulação da concorrência. Em se tratando do segmento da geração, tais medidas estão consubstanciadas na Lei 9648/98 e dizem respeito ao *status* dos controladores dos ativos de geração e aos critérios de licitação para a construção de novas plantas.

Em relação aos critérios de licitação, a Lei 9648/98 determinou que o julgamento das propostas poderia se dar não apenas com base no menor valor da tarifa, mas pela combinação deste critério com o de maior valor ofertado pela outorga e também pela conjugação de ambos com o critério de melhor técnica. Sem dúvida alguma, tal inovação visava conferir maior autonomia ao setor público na seleção das propostas e, sobretudo, elevar a atratividade das concessões para grupos privados, como já anunciamos. Isto porque, ao se permitir, por exemplo, o estabelecimento de maior peso ao valor ofertado pela outorga e menor peso ao valor das tarifas, acreditava-se poder estimular a entrada de atores privados com grande poder financeiro que provavelmente despenderiam valores elevados pela outorga em troca de uma taxa de rentabilidade tão elevada quanto possível.

No que diz respeito ao *status* dos controladores dos ativos de geração, a Lei 9648/98 também buscou favorecer o ingresso de capitais privados na medida em que estendeu, a critério da ANEEL, o regime de produtor independente para os casos de privatização das empresas detentoras de concessão ou autorização para geração de energia. Nesse caso, acreditava-se que a mudança do regime jurídico de concessionária para o de produtor independente açodaria o processo de privatizações e incentivaria novos investimentos privados ao assegurar maior autonomia na determinação de preços e volumes da energia negociada.

A adoção desse novo critério, como destaca Pires (2000: 18), verificou-se pela primeira vez na privatização da GERASUL em 1999 e, se por um lado, pode ter representado incentivo à entrada de capitais privados, por outro, desonerava os investidores da obrigação de prestar o serviço público, já que tal obrigação só era aplicável às concessionárias. Outra observação crítica preliminar diz respeito ao fato de que, mesmo supondo que tais mecanismos tenham tido sucesso no intento de atrair o capital privado,

certamente eles não asseguravam a expansão da capacidade instalada no longo prazo, e isto por dois motivos.

Em primeiro lugar, porque, na medida em que se tornava mais atraente ao capital privado o controle dos ativos incluídos no cronograma das privatizações, naturalmente se desestimulava o investimento em novas unidades de geração cuja execução obviamente envolve riscos, tempo e longos prazos de amortização.¹²⁵ Em segundo lugar porque os contratos de concessão de empresas privatizadas, à exceção da CESP Paranapanema, e as autorizações concedidas aos produtores independentes não tornavam obrigatórios novos investimentos em ampliação da capacidade de geração.¹²⁶

Passando à apresentação dos instrumentos regulatórios criados para a defesa da concorrência e regulação do mercado cativo, pode-se afirmar que, no que se refere ao controle preventivo de atos de concentração de mercado, a Resolução 94/98 da ANEEL estabeleceu um conjunto de limites à propriedade cruzada, à composição acionária e à política de compra de energia. De acordo com essa resolução, foram estipulados os seguintes tetos de participação:

- i- *“20% da capacidade instalada nacional, ou 25% e 35%, respectivamente, nos subsistemas Sudeste-Sul e Norte-Nordeste”;*
- ii- *“idem para o volume de fornecimento no mercado de distribuição”;* e
- iii- *“30% da participação cruzada na geração e distribuição, considerando-se a soma aritmética das participações nos dois mercados”* (Camargo, 2001: 55).

Quanto à política de compra de energia, também ficou estabelecido que, após o término dos contratos iniciais, uma concessionária de distribuição só poderia comprar energia de geradoras a ela vinculadas ou destinar energia produzida por esta até o limite de 30% da demanda anual de energia dos consumidores cativos.

¹²⁵ Esse argumento será retomado e aprofundado no próximo capítulo.

¹²⁶ Segundo Pires (2000: 18), no caso da CESP Paranapanema, foi firmado no contrato de concessão o compromisso da realização de investimentos que elevassem em 15% a capacidade de geração num prazo de oito anos. Segundo o autor este teria sido o único caso no qual tal obrigação teria se efetivado.

Segundo Camargo (2001: 55), a definição de tais limites foi positiva, tanto porque antecipava uma tendência inequívoca de concentração do mercado, como porque representava fator de estímulo a novos investimentos. Sobre este último aspecto, o autor em questão afirmava que, após as medidas citadas, as concessionárias concentradas no segmento de distribuição tenderiam *“não apenas a expandir seus mercados de atuação, mas elevar a parcela da geração própria para tornarem-se menos suscetíveis às condições de oferta do mercado.”*¹²⁷

Por outro lado, tal autor enfatizava, na mesma passagem, que captar todos os movimentos de tais atores não representa tarefa trivial, já que tais movimentos incluem todas as participações cruzadas em outras concessionárias ou em *SPCs*. Assim sendo, o acompanhamento dos deslocamentos dos agentes exigiria grande habilidade da parte do agente regulador, habilidade esta comprometida, segundo exposto na seção anterior, pelos desafios que a ANEEL enfrentava no que diz respeito ao cumprimento de suas atribuições.

No que se refere ao mercado cativo, Pires (2000: 27 e 28) salienta que a reforma concebeu sua progressiva redução na expectativa de que tal evento elevaria a possibilidade de ocorrerem reduções das tarifas no longo prazo. Assim, se a partir de Julho de 2000 apenas os grandes consumidores estavam autorizados a comercializar energia livremente, ficou estabelecido que, a partir de 2003, o Poder Concedente poderia reduzir os limites de carga e tensão para aumentar a abrangência de consumidores beneficiados por essa opção.

Todavia, segundo a visão em foco, enquanto a suposta redução das tarifas de fornecimento não se verificasse a partir do aumento da concorrência entre empresas distribuidoras, a regulação tarifária se revelaria instrumento fundamental no sentido de tentar garantir alguma reversão de ganhos para os consumidores.¹²⁸

¹²⁷ Frisamos, no entanto, que a efetividade dos estímulos aos investimentos deve ser analisada a partir de um quadro mais amplo que envolva não apenas a questão apontada acima, mas um conjunto de questões regulatórias, financeiras e macroeconômicas. Tal assunto será abordado no capítulo 3.

¹²⁸ Segundo Pires (2000: 28 e 29), *“(p)ara permitir que os consumidores cativos também p(udessem) se beneficiar dos ganhos obtidos pelas concessionárias na livre negociação no MAE, a ANEEL, por meio da Resolução 233/99, estabeleceu Valores Normativos (VN) ... definidos por tipo de fonte de energia, que limita(vam) o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias.”* Ressaltamos que a discussão acerca dos VN e seus efeitos sobre os investimentos serão retomados no terceiro capítulo.

2.3. A regulação tarifária.

A política de reestruturação envolveu, no caso da regulação tarifária, a introdução, em 1996, de uma metodologia que tinha dois objetivos fundamentais. O primeiro era garantir a existência de estímulos aos ganhos de produtividade para que fosse aberta a possibilidade dos consumidores se beneficiarem através de reduções de tarifas e/ou melhoria da qualidade do serviço prestado. O segundo intento era reforçar o aparato de incentivos à expansão dos investimentos privados. Para tanto, foram lançados alguns dispositivos para minimizar a possibilidade do investidor privado obter uma taxa de rentabilidade considerada insuficiente.

Vejamos inicialmente alguns detalhes da metodologia adotada para, na sequência, apresentarmos outras medidas e investigarmos a existência de uma possível incompatibilidade entre os objetivos citados acima.

A fórmula de recomposição tarifária instituída naquele contexto ('preço teto incentivado') incluía uma parcela relativa a um índice de preços, outra relativa aos custos não controlados ou não previstos em contrato (fator *Y*) e uma terceira relativa aos ganhos médios de produtividade do setor num dado período (fator *X*). Isto posto, acrescentamos que para se obter a fórmula de recomposição bastava deduzir a última parcela da soma da primeira e da segunda de modo a se obter a seguinte expressão: "*índice de preços + fator Y – fator X*". Ainda em se tratando da correção das tarifas, a política de reestruturação também instituiu dois processos distintos: os reajustes e as revisões tarifárias.

Por reajuste entendia-se a correção das tarifas com o intuito de manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.¹²⁹ Nesse sentido, além da variação do índice de preços, quaisquer aumentos de custos não administráveis (fator *Y*) eram automaticamente repassados às tarifas nas datas anuais do reajuste tarifário de cada concessionária.¹³⁰

¹²⁹ "Os contratos de concessão estabelecem a periodicidade anual para o reajuste das tarifas, mas garantem que, eventualmente, ele poderá ocorrer em períodos inferiores a 12 meses" (Sauer, 2002: 175).

¹³⁰ Sauer (2002: 175) explicita que os elementos componentes dos custos não administráveis eram a cota da RGR, a cota da CCC, os encargos de compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, os valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos, a compra de energia e os encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para revenda.

Quanto à revisão tarifária, esta se dava ao fim de um período estabelecido em contrato (geralmente entre 4 e 7 anos) e procedia à aplicação do fator *X* estipulado pela ANEEL. Tal procedimento permitia que a empresa se apropriasse integralmente dos ganhos de produtividade entre as revisões tarifárias, o que, obviamente, representava estímulo à adoção de medidas para viabilizar tais ganhos. Por outro lado, os consumidores também poderiam, em tese, se beneficiar do aumento da produtividade após a revisão tarifária posto que, quanto maior fosse o valor do fator *X*, menor seria o reajuste das tarifas.

Passando à análise dos efeitos da adoção dessa metodologia e à investigação da compatibilidade entre os objetivos declarados, é possível destacar, em primeiro lugar, que, de fato, havia fortes estímulos aos ganhos de produtividade também porque a empresa que obtivesse ganho acima da média (acima do fator *X*) não repartiria, em nenhum momento, os benefícios advindos deste ganho com os consumidores. No entanto, talvez o ponto mais relevante em relação a esse tema tenha sido a vantagem extraordinária concedida a todas as concessionárias quando a ANEEL estipulou como *zero* o valor do fator *X* ao longo dos primeiros oito anos a partir dos quais foi introduzida a metodologia. Na verdade, esta medida, estipulada com o intuito de estimular investidores privados a participarem dos processos de privatização de empresas distribuidoras, representou importante mecanismo de apropriação de benefícios por parte de tais empresas e, certamente, aumento mais do que justificado das tarifas de fornecimento no período, obviamente em detrimento dos interesses do consumidor.¹³¹

Em segundo lugar, no que diz respeito à possibilidade dos ganhos de produtividade trazerem outros benefícios aos consumidores, Camargo (2001: 56 e 57) enfatiza que a experiência internacional já havia demonstrado que tais ganhos não garantiam a melhora da qualidade do serviço. Isto porque, dada a metodologia adotada, a busca por ganhos de produtividade poderia induzir as concessionárias a promoverem demissões e sub-investirem na renovação e manutenção de equipamentos, bem como na supervisão das redes de distribuição. Na verdade, tal tendência poderia até ser exacerbada no caso brasileiro dado

¹³¹ Ou seja, substituiu-se a metodologia tarifária baseada no custo do serviço e na remuneração garantida – que, por si só, era insuficiente para induzir o aumento da eficiência produtiva – por um conjunto de medidas que, embora tivesse a vantagem de estimular os ganhos de produtividade, reservava os bônus relativos a tais ganhos apenas às empresas do setor durante os primeiros oito anos.

que, segundo Pires e Piccinini (1999) e Pires (1999), as punições para índices FEC e DEC¹³² acima da meta estipulada pelo regulador eram muito brandas naquele contexto.

Em terceiro lugar, no que se refere às tarifas, deve-se frisar que Pires (2000: 30) e Camargo (2001: 56) já apontavam para o fato destas apresentarem uma tendência de crescimento superior à da inflação. Isto se explicaria não apenas devido à definição do valor *zero* para o fator X (ou seja, a garantia de não serem introduzidos redutores na fórmula de recomposição tarifária durante oito anos), mas também devido à escolha do IGPM como índice de preços para reajuste. Mais especificamente, a escolha de tal índice foi inadequada porque este incorporava os impactos das desvalorizações cambiais sobre preços no atacado e sobre a compra de energia de Itaipu (cotada em dólares), bem como o próprio aumento das tarifas e seus efeitos sobre os preços ao longo das cadeias produtivas.

Sauer (2002: 175 e 176) também criticava a escolha do IGPM como índice de correção. Segundo tal autor, o problema fundamental de tal escolha seria a ausência de conexão direta do IGPM com a estrutura de custos setoriais, o que, obviamente, apontava para a desvinculação da evolução das tarifas aos custos efetivos em torno da prestação do serviço no médio e longo prazo. Ainda segundo Sauer, tal indicador teria sido escolhido a partir da pressão das distribuidoras pela adoção de um índice elaborado por instituição independente do governo porque, desse modo, seria mais confiável aos agentes privados posto que seu cálculo seria livre de eventuais pressões políticas. Como se vê, entre a construção de mecanismos que pudessem assegurar algum benefício aos consumidores e o estabelecimento de garantias excepcionais aos investidores privados, os responsáveis pela condução da política de reestruturação certamente preferiram a segunda destas opções quando surgiu nítida incompatibilidade entre elas.

¹³² O indicador DEC mede a duração equivalente das interrupções do fornecimento por cliente por ano enquanto o indicador FEC mede a frequência equivalente das interrupções em horas por cliente por ano.

3. O processo de privatizações.

As motivações das privatizações certamente extrapolaram os objetivos estritos da política de reestruturação, vale dizer, a efetivação da reforma do setor elétrico a partir da introdução da concorrência e da mudança do arcabouço institucional. Como visto na seção 2.1, além da transformação do padrão de concorrência e da delegação de papel de destaque aos capitais privados na expansão setorial, as privatizações buscavam atingir finalidades mais gerais, ou seja, o financiamento do Balanço de Pagamentos (dada a vulnerabilidade externa acentuada pela política econômica adotada a partir de 1994) e a contenção do crescimento da dívida pública.

Dados os objetivos desse trabalho, e não obstante a relevância desses últimos determinantes, essa seção discutirá inicialmente a importância das privatizações no que se refere à conquista das finalidades estabelecidas pelos idealizadores da reestruturação, o cronograma adotado e o papel de instituições públicas (BNDES e fundos de pensão de empresas estatais) na condução desse processo.¹³³ Em seguida, apresentaremos os resultados fiscais das privatizações, a configuração patrimonial do setor após sua efetivação, bem como os obstáculos à implementação de um regime de mercado tal qual o idealizado após o desenrolar de tal processo.

Com o objetivo de atrair capitais privados ao setor a partir da criação de um ambiente mais próximo do ideal concorrencial, os reformadores lançaram uma estratégia gradualista de privatização. Explicando melhor, o governo priorizou, de início, a desestatização de empresas de distribuição de energia alegando que dificilmente teria êxito no objetivo de atrair interessados para os ativos de geração na ausência de um mercado atacadista privado de energia onde não houvesse o risco de “calote” na comercialização de energia. Segundo essa visão, portanto, para que o mercado em formação tivesse credibilidade, seria prioritário eliminar o controle estatal sobre os ativos de distribuição

¹³³ Com relação ao papel das instituições públicas e à condução do processo de forma geral, frisamos que apresentaremos algumas notas críticas preliminares relativas a esses temas. A maioria dessas notas encontra-se em notas de rodapé e parte delas será resgatada no terceiro capítulo.

dadas as experiências anteriores de inadimplência das empresas estatais.¹³⁴ Assim, os responsáveis pela condução da reestruturação postergaram a venda das geradoras e o processo de privatização teve início com a venda das distribuidoras federais (ESCELSA e LIGHT).

Simultaneamente, os reformadores procuraram acelerar e induzir a venda das distribuidoras estaduais através do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), segundo o qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos governos estaduais por conta da receita que seria obtida nos leilões de venda de respectivas empresas.¹³⁵ Tal fato nos remete à discussão do papel que as instituições públicas, sob orientação do Governo Federal, exerceram na condução do processo de privatizações.

Segundo Sauer (2002: 154 e 155), o BNDES exerceu várias funções fundamentais para o desenlace das privatizações. Além de gerenciar as privatizações federais e estimular as privatizações estaduais (estas através do Pepe), tal instituição prestou assessoria e, em muitos casos, financiou os compradores, fossem estes grupos privados nacionais ou estrangeiros. Vários exemplos podem ser resgatados em se tratando de financiamento público aos compradores e, entre estes, Sauer destaca os casos onde tais financiamentos foram decisivos para a viabilização da privatização, como a aquisição da distribuidora CPFL pelo consórcio VBC/PREVI e das geradoras CESP-Paranapanema e Tietê pelos grupos norte-americanos Duke Power e AES.¹³⁶

Ainda segundo Sauer, o governo também orientou fundos de pensão vinculados a empresas estatais a participarem ativamente de parcerias com grupos privados no intuito de

¹³⁴ Esse argumento é trazido por Pires (2000: 15). A experiência recente, no entanto, mostra inequivocamente que “calotes” não são práticas exclusivas de empresas estatais. Provas disso são os recentes problemas que o BNDES enfrentou para receber créditos atrasados de importantes empresas controladas por capitais privados, como o caso da AES (controladora da ELETROPAULO) e a inadimplência generalizada no MAE após o racionamento de 2001. A nosso juízo, portanto, essa passagem da obra de Pires revela, uma vez mais, que o autor em questão muitas vezes acaba assimilando o mesmo viés antiestatal dos idealizadores da reestruturação. Ademais, o autor não deveria ignorar que a inadimplência generalizada das estatais nos anos oitenta e início dos noventa decorreu na própria exacerbação da crise financeira e federativa e não, certamente, de uma suposta predisposição das estatais em não honrar compromissos assumidos.

¹³⁵ Uma discussão do papel do Pepe na condução das privatizações pode ser encontrada no trabalho de Leal (1998).

¹³⁶ O papel do BNDES na condução da política de reestruturação não se restringiu à sua atuação no financiamento das privatizações. Como veremos no capítulo 3, tal instituição também teria tido importância destacada na viabilização de financiamentos para a conclusão de obras paralisadas que foram retomadas a partir de parcerias entre o setor público e o privado.

viabilizarem os leilões de várias empresas do setor. De fato, a participação de fundos de pensão estatais (notadamente da PREVI) na configuração patrimonial do setor após o desenlace do processo de privatizações (tabela 4) espelha o papel que tais instituições tiveram na condução desse processo.¹³⁷

Tabela 4- Resultados dos leilões de privatização do setor elétrico.	Data	Valor da Compra (R\$ milhões)	Ágio¹³⁸ (%)	Grupo Controlador	Participação do BNDES
ESCELSA	12.07.95	357,9	11,80	Iven/GTD	
LIGHT	21.05.96	2.216,6	0,0	EDF (França), AES e Houston (EUA)	
CERJ	20.11.96	605,3	30,30	Chilectra (Chile)	
DYNAMIS	03.97	181,0	81,00	VBC (Brasil)	
COELBA	31.07.97	173,1	77,30	PREVI /Iberdrola (Esp.)	
CEMIG	05.97	1.130,0	0,0	Southern e AES (EUA)	
CACHOEIRA DOURADA	05.09.97	779,8	43,5	ENDESA	
CEEE/N-NE	21.10.97	1.635,0	82,6	VBC/ PREVI /CEN	
CEEE/CO	21.10.97	1.510,0	93,55	AES	
CPFL	05.11.97	3.014,91	70,11	VBC/ PREVI	886,0 (BNDES) + 1.657,4 (PREVI)
ENERSUL	19.11.97	625,556	83,70	ESCELSA	
CEMAT	27.11.97	391,5	21,08	REDE/INEPAR (Brasil)	
ENERGIPE	03.12.97	577,1	96,06	Cataguazes	
COSERN	12.12.97	676,4	73,61	Iberdrola/COELBA	
COELCE	02.04.98	987,0	27,20	CERJ	
ELETROPAULO	15.04.98	2.026,73	0,0	EDF, Houston, AES, CSN	1.013,4
CELPA	09.07.98	450,23	0,0	REDE/INEPAR	
ELEKTRO	16.07.98	1.479,0	98,90	ENRON (EUA)	371,8
GERASUL	15.09.98	945,7	0,0	TRACTEBEL (Bélgica)	
BANDEIRANTE	17.09.98	1.015,52	0,0	EDP (Portugal), CPFL	454,0
PARANAPANEMA	28.07.99	1.239,0	90,21	Duke Energy (EUA)	325,7
TIETÊ	27.10.99	938,066	Nd	AES	360,8

Fonte: várias; Cf Sauer (2002: 156).

¹³⁷ Segundo Sauer (2002: 155), a participação dos fundos de pensão na viabilização dos leilões “(é) uma situação paradoxal que merece ser investigada: constituídos majoritariamente por contribuições de empresas e órgãos públicos, para garantir a seguridade social dos seus funcionários, em geral, aquinhoados por salários e benefícios superiores aos da média da classe trabalhadora brasileira, acabam servindo de instrumentos para privar a sociedade de seu patrimônio, em benefício desta elite e de grupos econômicos, muitas vezes estrangeiros.”

¹³⁸ Também segundo Sauer (2002: 155), “(e)mbora freqüentemente utilizado como indicador do sucesso dos leilões, o ágio na verdade tem pouco significado real. Os processos de definição do preço mínimo de venda raramente passam de exercício de ficção: hipóteses, previsões e estimativas sobre mercados, demanda e oferta, custos operacionais, preços e tarifas futuras com dificuldade de sustentação e justificação, quando não destituídas de credibilidade; taxas de desconto infladas por riscos (‘Brasil’, ‘empresa’, ‘regulatório’) adotados pelos consultores incorporando ‘a visão do mercado’, atingindo sempre dois dígitos, três a seis vezes superior às taxas da poupança popular (fundo de garantia e caderneta de poupança). Acima de tudo, nenhuma possibilidade de responsabilização dos consultores avaliadores ou dos gestores, diante de discrepâncias a serem constatadas no futuro. Assim, ágios sobre valores baseados em ficção, rigorosamente, significam pouco.”

No que diz respeito ao andamento do processo, como se pode perceber pela tabela 4, as privatizações no setor elétrico começaram em 1995 (ou seja, antes da definição do marco regulatório), tiveram forte expansão nos anos de 1996 e 1997 e experimentaram forte redução no seu ritmo em 1998 e, sobretudo, em 1999, quando o processo, na verdade, foi interrompido. *“Ao todo, entre Julho de 1995 e novembro de 2000, foram privatizadas 21 concessionárias – 17 distribuidoras e 4 geradoras –, fazendo com que a participação do capital privado no setor se aproximasse de 64% do total da energia elétrica distribuída e de pouco mais de 18% da geração bruta total de energia”* (Camargo, 2001: 39).

Findo tal processo, praticamente se esgotaram as vendas dos ativos de distribuição antes pertencentes a ELETROBRÁS ou sob o controle do Governo Federal, já que, naquele momento, apenas a ELETRONORTE¹³⁹ ainda permanecia sob controle da *holding*. Desse modo, do que restaria a privatizar nesse segmento, cerca de 30% era propriedade de empresas ligadas aos governos estaduais não necessariamente interessados em abrir mão do controle de tais ativos.

Chama atenção a esse respeito a permanência de importantes empresas verticalizadas sob o controle dos governos estaduais, casos da CEMIG e da COPEL, que detinham, respectivamente, cerca de 12% e 5% do mercado nacional de distribuição em 1999. Outro fato digno de nota seria a preservação de FURNAS – importante empresa verticalizada e proprietária de extensas linhas de transmissão e inúmeros ativos de geração – sob o controle do Governo Federal.

Em se tratando do segmento da geração, a primeira empresa a ser privatizada foi a GERASUL. Tal empresa originou-se do desmembramento da antiga ELETROSUL e foi vendida em Setembro de 1998, quando detinha cerca de 7% da capacidade de geração bruta nacional de energia elétrica.

Processo idêntico foi observado na CESP, que foi desmembrada em 1998 e 1999. De tal cisão surgiu a CESP-Paranapanema, que foi vendida em Julho de 1999, e a CESP-Tietê, privatizada em Novembro do mesmo ano.¹⁴⁰ Outras empresas de geração, como a

¹³⁹ O mercado atendido pela ELETRONORTE correspondia a cerca de 4% do mercado nacional de distribuição em 1999.

¹⁴⁰ A CESP-Paranapanema e a CESP-Tietê detinham, respectivamente, cerca de 5% e 6% da geração bruta de energia em 1999.

ELETRONORTE, FURNAS e CHESF, também passaram por processos de cisão e reestruturação de ativos e passivos com vistas à futura privatização. No entanto, dadas as particularidades de cada processo, as datas das privatizações não foram definidas e tais empresas permaneceram sob o controle da ELETROBRÁS.¹⁴¹

Como resultado de todo o processo assinalado, foram arrecadados R\$ 59,9 bilhões¹⁴², segundo dados do Banco Central. Segundo dados do BNDES, somando-se as privatizações federais e estaduais, o setor elétrico contribuiu com cerca de 31% do total arrecadado no processo de privatizações, o que representou cerca de US\$ 32 bilhões.¹⁴³ Já a soma das vendas, com ou sem transferência de controle, das empresas de energia elétrica totalizou, também segundo o BNDES, US\$ 24 bilhões, ou US\$ 31 bilhões se for adicionada a transferência das dívidas das empresas.¹⁴⁴

No que se refere às estratégias dos novos grupos controladores, Camargo (2001: 35 a 39) apresenta algumas evidências que merecem algum destaque. Depois de analisar o comportamento de tais grupos na experiência internacional, Camargo verificou, em primeiro lugar, que o movimento de internacionalização das principais empresas foi motivado pela oportunidade de bons negócios nos segmentos já dominados por tais empresas nos seus países de origem e por perspectivas de rentabilidade e crescimento superiores às obtidas nos mercados de origem. Isto porque, diferentemente dos mercados dos países desenvolvidos, que vinham crescendo, há anos, a taxas pouco expressivas (de cerca de 1 a 2% ao ano), nos países em desenvolvimento o consumo de

¹⁴¹ Para uma breve discussão das particularidades em torno da preparação para a privatização de tais empresas, veja Camargo (2001: 41 e 42).

¹⁴² Valores de 31/12/2000.

¹⁴³ Para uma discussão da avaliação dos preços dos ativos privatizados, veja Camargo (2001: 44 a 46)

¹⁴⁴ Ainda no que diz respeito às receitas obtidas nas privatizações, Sauer (2002, 186 e 187), acrescenta que *“(n)a fase inicial das privatizações, foram intensamente utilizadas dívidas anteriores do Governo Federal, chamadas ‘moedas de privatização’. O uso das ‘moedas de privatização’, ditas ‘moedas podres’ por terem valor de mercado muito inferior ao valor nominal de face, concentrou-se no período inicial do processo, entre 1991 e 1996, quando representaram dois terços do total arrecadado nos leilões...O volume significativo de ‘moedas podres’, adquiridas nos mercados secundários com grandes deságios, permitiu grandes lucros aos intermediários e, principalmente, materializou a transformação de papéis, depreciados sem rentabilidade e credibilidade no mercado, em controle de empresas capazes de produzir lucros e remessas.”*

energia elétrica por habitante ainda era baixo¹⁴⁵, o que implicava a existência de amplo mercado potencial a ser explorado.

Camargo também constatou, em segundo lugar, uma tendência de diversificação setorial das empresas elétricas a partir da reestruturação de outros setores da infra-estrutura. Nesse sentido, verificou-se que tais atores passaram a explorar concessões em mercados distintos em razão da existência de importantes ganhos de escala e escopo, sobretudo entre os segmentos de gás e energia elétrica. Completando a caracterização geral das estratégias dos agentes, Camargo também ressaltou o fato de que a expansão destas empresas *multi-utilities* passou a agregar serviços nos segmentos de atuação. Desse modo, no caso do segmento de energia elétrica, as principais empresas passaram a atuar também na manutenção de equipamentos e da rede elétrica de grandes empresas, na montagem de sistemas elétricos para indústrias e para o setor de serviços, bem como na elaboração de projetos de engenharia e pacotes financeiros para a exploração de novos aproveitamentos elétricos.

Em síntese, as características apontadas acima representaram aspectos do processo de internacionalização das empresas de energia, processo este que, segundo Sauer (2002: 157), criou novo panorama e nova correlação de forças econômicas e políticas. Isto porque *“a capacidade financeira, econômica, operativa e clareza de estratégia destes grupos contrasta(va) com a fragilidade dos órgãos de controle e regulação do país, indicando de forma contundente que os ‘grandes trustes’ ...est(avam) retornando em grande estilo..., financiados pelo BNDES...”*

Dadas essas observações, passemos à discussão que encerra a presente seção. Ou seja, vejamos sucintamente as implicações do processo de privatizações no que se refere à efetivação do modelo competitivo idealizado pelos reformadores.

Como visto acima, quando o processo de privatizações foi interrompido, em 1999, ainda havia a expectativa de desestatizar importantes empresas integradas estaduais (CEMIG, COPEL) e federais (FURNAS). Adicionalmente, no que se refere ao segmento de geração, como já destacado, as privatizações pouco avançaram.

¹⁴⁵ Segundo Oliveira (2001: 211), no ano 2000 o consumo anual de energia por habitante no Brasil se situava em torno de 2000 kWh, valor cerca de sete vezes menor do que o consumo dos países desenvolvidos.

A preservação de diversas e importantes empresas verticalizadas representou, sem dúvida alguma, obstáculo à constituição plena do modelo idealizado pelos reformadores. Isso seria verdadeiro porque a integração vertical, ao manter a possibilidade de ocorrerem manipulações das redes visando a obtenção de receitas extraordinárias, impediu a efetivação do livre acesso às redes de transmissão, passo crucial para a concretização do modelo institucional centrado na competição. Cabe advertir ainda a esse respeito que a cessão do direito de administração das redes ao ONS e a definição de uma metodologia tarifária apropriada não eliminaram a possibilidade de ocorrerem tais manipulações posto que a presença de empresas verticalizadas, como visto, problematizava sobremaneira a atuação do regulador, que já se deparava com outras dificuldades relevantes em se tratando do exercício de suas funções.

No que se refere aos investimentos privados, embora a discussão específica desse tema seja objeto do terceiro capítulo, cabe apontar preliminarmente que estes devem ter sido contidos não exatamente pelos obstáculos ao livre acesso¹⁴⁶, mas sim, entre outros fatores, pela própria política de privatização e pela expectativa de sua continuidade. De fato, a existência de empresas estatais competitivas, detentoras de ativos já amortizados e que apresentavam custo de geração inferior ao custo marginal de novos empreendimentos, representava inequívoco desestímulo ao investimento privado em nova capacidade de geração enquanto os agentes privados vislumbrassem a possibilidade de adquirir o controle de tais ativos. Sob esse aspecto, portanto, houve uma falha de implementação da política de

¹⁴⁶ Como afirmamos em nota e passagens anteriores, o livre acesso é fundamental à efetivação do regime concorrencial idealizado pelos reformadores, mas isso não significa que os investimentos privados não possam ser viabilizados na ausência desse regime.

reestruturação, e isso segundo o olhar de alguns dos próprios defensores da estratégia de introdução da concorrência, entre os quais Pires (2000) e Camargo (2001).¹⁴⁷

4. Conclusões.

Vimos na seção 1 que o início dos anos noventa foi marcado pelo acirramento da crise e pelo equacionamento parcial dos problemas do modelo institucional apresentado no primeiro capítulo deste trabalho. Em relação ao enfrentamento do aspecto financeiro da crise, foi destacado o papel da Lei 8631/93, que, além de eliminar importantes pilares do arcabouço regulatório anterior (equalização tarifária e regime de remuneração garantida), promoveu o encontro de contas e permitiu a recuperação das tarifas reais.

Em que pese a demora na efetivação do encontro de contas e o agravamento da crise advindo dessa demora e de outros fatores já abordados neste trabalho, deve-se ressaltar que, com o advento da Lei 8631/93, foram restauradas algumas das condições operacionais e econômicas básicas ao funcionamento do setor. Comprova a assertiva anterior a constatação de que tal lei permitiu a melhora (geral, mas diferenciada) dos passivos das empresas, a restauração das transferências intra-setoriais e, como já frisamos, o início de uma trajetória de recuperação das tarifas reais.

No entanto, a despeito dessa melhora, enfatizamos que naquele momento ainda seria equivocado concluir que estavam postas as bases de um novo padrão de financiamento adequado à expansão. Isto porque, dadas as dimensões e características dos investimentos

¹⁴⁷ Há que se registrar uma vez mais que tais autores, embora apontem várias limitações da política de reestruturação, mostram-se também defensores da concepção que eleva a importância da concorrência no funcionamento do setor. Desse modo, segundo nossa compreensão, transmitem, entre outras, a mensagem de que a alternativa a ser seguida seria aprimorar o arcabouço regulatório em foco sem prescindir da estratégia de promoção da competição. Camargo (2001: 48, grifo nosso), por exemplo, afirma que “...o processo de privatização do setor está incompleto, e que isto traz consequências nefastas ao necessário amadurecimento de um regime de mercado e, particularmente, inibe as perspectivas de novos investimentos privados em geração.” Pires (2000: 37), ressalta, por sua vez, “...(que) o grande desafio das reformas atuais é aprofundar a utilização de instrumentos de defesa da concorrência – tal como está sendo feito pela ANEEL – sob pena de não se viabilizar a introdução progressiva de competição, com seus reflexos positivos de longo prazo, trazendo situações de difícil reversibilidade...”

nessa área (intensidade de capital e o longo prazo de maturação), a geração de recursos próprios sempre apresentou contribuição limitada ao financiamento setorial.

Ainda no que se refere à orientação geral das medidas lançadas em 1993, vimos também que ela não contemplava o equacionamento de outros problemas relevantes que marcavam o modelo estatal, vale dizer, o acúmulo de funções empresariais e regulatórias na ELETROBRÁS, as limitações da capacidade de planejamento e a ausência de mecanismos que induzissem o aumento da eficiência produtiva.¹⁴⁸ Isso comprova, portanto, que foi em meio ao enfrentamento parcial dos problemas que atingiam o setor que, de fato, foram surgindo os primeiros pilares do modelo concorrencial. Como esperamos ter demonstrado, embora a introdução desse modelo já tivesse sido iniciada em 1993, a formulação mais precisa do que seria a política de reestruturação do setor elétrico brasileiro só ocorreria a partir de 1997 (com a contratação da *Coopers & Lybrand*) e da Lei 9648/98.

Partindo de uma visão particular (e hegemônica) acerca dos efeitos da crise fiscal e financeira do Estado¹⁴⁹, das oportunidades abertas pelas transformações recentes nas esferas tecnológicas e financeiras e das potencialidades de estruturas de mercado próximas ao ideal concorrencial, os responsáveis pela reestruturação lançaram a partir de então uma série de medidas que buscavam conferir papel de destaque à concorrência e ao capital privado na dinâmica setorial. A decorrência inescapável dessa estratégia era, obviamente, a redefinição da atuação do Estado, que, segundo essa visão, deveria ter reduzido seu papel de coordenador, planejador e proprietário/controlador de ativos.

Dada a particularidade dessa visão, vimos que o primeiro conjunto de medidas para efetivar as mudanças desejadas envolveu a construção de um quadro de autonomia normativa. Mais especificamente, para garantir a neutralidade do Poder Concedente e tentar reduzir incertezas que supostamente afastavam investidores privados, procurou-se eliminar a possibilidade de ocorrerem intervenções estatais que induzissem as empresas do setor a perseguirem objetivos estranhos à lógica empresarial. Para tanto, foram criadas novas regras tarifárias e novas instituições (ANEEL, o MAE, o ONS, e o CCPE) que passaram a ser responsáveis pela introdução e manutenção da nova dinâmica setorial. Sem dúvida

¹⁴⁸ Voltaremos a esses assuntos mais à frente.

¹⁴⁹ Nas considerações finais desse trabalho traçaremos alguns comentários críticos a essa interpretação.

alguma, ao analisarmos a composição e as atribuições de tais instituições, tornaram-se claros os objetivos primordiais da política de reestruturação, suas premissas, algumas das inovações trazidas por ela, bem como os obstáculos ao seu êxito.

Como vimos, a ANEEL não foi concebida apenas para substituir o DNAEE nas suas funções tradicionais, uma vez que a agência incorporou entre suas atribuições a promoção e a defesa da concorrência, bem como o papel de intermediar e solucionar (com neutralidade) conflitos que envolvessem concessionárias e consumidores. Não há dúvida, portanto, de que houve, nessa área, importante mudança reveladora da nova orientação. Não há dúvida também de que essa mudança foi cercada de aspectos positivos e negativos.

A nosso juízo, o aspecto positivo mais relevante foi a eliminação de um problema típico do modelo estatal, vale dizer, o acúmulo de funções empresariais e regulatórias na ELETROBRÁS, que, como vimos no primeiro capítulo, impedia que as atividades regulatória e fiscalizadora se realizassem a contento. Já o principal aspecto negativo (segundo um dos próprios defensores da estratégia de promoção da competição¹⁵⁰) se refere aos problemas e dificuldades que cercaram a criação da agência, que, na verdade, acabaram inviabilizando a conquista das finalidades desejadas. Dentre essas dificuldades e problemas, destaque foi dado à falta de pessoal qualificado e à permanência de incertezas regulatórias advindas do fato da ANEEL ter sido criada após o início das reformas. Em suma, tais fatores, ao problematizarem a afirmação da agência no novo marco institucional, continuaram a dificultar (ao menos naquele momento) a realização das atividades regulatória e fiscalizadora, impossibilitaram a defesa consistentemente dos interesses dos consumidores e limitaram a eficácia da política de promoção e defesa da concorrência, comprometendo, segundo a visão em foco, alguns dos desdobramentos esperados – sobretudo a expansão dos investimentos privados.¹⁵¹

¹⁵⁰ Pires (2000).

¹⁵¹ Como já exposto em passagens anteriores, é preciso esclarecer que, embora não tenhamos objeções aos apontamentos de Pires acerca das dificuldades experimentadas pela ANEEL no exercício das suas funções, rechaçamos a hipótese implícita de que os investimentos privados só se expandiriam de forma significativa se a estratégia de promoção e defesa da concorrência fosse bem sucedida. Na verdade, como veremos no próximo capítulo, a introdução de pressões competitivas e a tentativa de transformação radical do padrão de concorrência setorial, diferentemente do que pensavam os defensores da orientação geral da reestruturação, elevaram as incertezas contribuindo para a realização de investimentos insuficientes.

Ao abordarmos a segunda instituição criada pela política de reestruturação – o CCPE – também nos deparamos com inovações importantes que revelaram o novo papel atribuído à concorrência e aos capitais privados. Explicando melhor, diferentemente do modelo anterior, onde o GCPS planejava a expansão obedecendo aos critérios apresentados no primeiro capítulo, o CCPE foi concebido, entre outros objetivos, para criar um quadro de referência voltado, sobretudo, aos novos investidores privados. Ou seja, nessa nova concepção o planejamento da expansão perdia seu antigo caráter determinativo para se tornar apenas indicativo dos investimentos a serem realizados, o que demonstrava, de um lado, a grande confiança no êxito da reestruturação no que se refere à construção de um ambiente favorável aos investimentos privados e, de outro, que haviam sido descartadas quaisquer tentativas de aprimoramento da metodologia de planejamento do modelo estatal.

Quanto às análises do MAE e do ONS, ambas apontaram para a existência de outras restrições fundamentais à efetivação do padrão de concorrência originalmente pretendido pelos reformadores. A esse respeito vimos que, diferentemente do anotado em relação às dificuldades experimentadas pela ANEEL, as restrições em foco se referiam a algumas especificidades cruciais do setor elétrico brasileiro, sendo, portanto, independentes da forma como foi conduzida a reestruturação.

No que se refere ao MAE, a opção pela introdução imediata da competição foi abandonada depois que se atentou para o fato de que os crescentes custos marginais de geração levariam a um resultado radicalmente oposto do esperado no que diz respeito ao comportamento das tarifas. Como decorrência dessa constatação, ao invés de serem repensados os princípios da reforma em função das especificidades setoriais, foi adotada uma estratégia gradualista de introdução da concorrência sob a hipótese de que a retomada de obras paralisadas atenuaria a intensidade do problema.

Com relação ao ONS, pudemos concluir que a preservação da atribuição de coordenação do despacho e programação centralizada da operação – atribuição herdada do GCOI e não prevista inicialmente pelos reformadores – obedeceu a uma lógica técnica resultante de importante particularidade do sistema elétrico brasileiro que, certamente, limitou as possibilidades de efetivação do modelo originalmente concebido. Vimos a esse respeito que, no regime predominantemente hidrelétrico, a interligação dos subsistemas por

extensas linhas de transmissão impõe a coordenação e a operação centralizada do despacho, tornando os geradores interdependentes e não concorrentes. Vimos também que, num setor com essas características, a coordenação é fundamental para maximizar o aproveitamento do potencial energético. Isso significa que, se a competição se tornasse dominante nessa área, haveria grave comprometimento da eficiência desse sistema no tocante aos ganhos energéticos intertemporais. Em suma tal discussão também evidenciou, sem dúvida alguma, que, a despeito de eventuais erros na condução da política de reestruturação, havia fortes restrições ao sucesso da estratégia de delegar à concorrência o papel de destaque inicialmente suposto pelos idealizadores da reestruturação.

O segundo conjunto de medidas lançado no intuito de promover a competição se refere à regulação do acesso às linhas de transmissão. Em se tratando dessa questão, frisamos que a permanência de empresas integradas comprometeu o livre acesso às redes de transporte, passo tido como condição para a plena transformação do padrão de concorrência e para a ampliação de investimentos privados.

Ainda a respeito da integração vertical, vimos que sua permanência não resultou apenas da resistência de alguns governos estaduais, que não se dispuseram a desestatizar e desverticalizar importantes empresas integradas (casos da CEMIG e da COPEL), mas também da própria estratégia do Governo Federal que, como visto na seção 3, postergou a privatização das concessionárias federais verticalizadas. Como discutido naquela passagem, uma das justificativas para essa estratégia foi a suposição de que não surgiriam compradores privados para tais empresas enquanto o mercado privado de comercialização (MAE) não conquistasse credibilidade, o que dependeria, segundo essa visão, da privatização prévia das empresas de distribuição.

Portanto, em se tratando desse tema, também verificamos a existência de obstáculos de diversas ordens à obtenção das finalidades pretendidas. Entre tais obstáculos, destaque deve ser dado à federalização inconclusa do setor (responsável pela manutenção do controle estadual sobre importantes empresas integradas), à estratégia específica de privatização adotada pelo Governo Federal e à sua posterior interrupção (que impediram o livre acesso ao sistema de transmissão, bloqueando, dessa forma, a introdução do modelo concorrencial originalmente concebido pelos reformadores).

Já no que diz respeito à regulação tarifária, foi visto que as principais inovações nessa área envolveram a criação de estímulos ao avanço da produtividade e ao ingresso de novos investidores privados, o que foi feito, de um lado, mediante a definição de uma nova metodologia tarifária e, de outro, através da tentativa de eliminar a possibilidade das tarifas não garantirem remuneração adequada aos investidores. Ainda em relação a esse tema, pudemos constatar que, embora a reforma tenha introduzido incentivos ao incremento da produtividade (o que significou a superação de um problema típico do modelo estatal), ela não evitou que a tentativa de assegurar remuneração adequada aos investidores se materializasse em detrimento dos interesses dos consumidores. Como vimos, tal fato decorreu das dificuldades enfrentadas pela ANEEL no exercício de suas funções, do estabelecimento de valor *zero* ao *fator X* quando da primeira revisão tarifária e da adoção do IGPM como índice de correção. No que se refere aos efeitos desta última escolha, frisamos que a mesma, além de introduzir um distanciamento gradual dos valores das tarifas face aos custos setoriais, representou ônus adicional ao consumidor posto que originou uma tendência de crescimento das tarifas superior à inflação.

Em suma, pela análise até aqui realizada conclui-se, de modo geral, que, embora a política de reestruturação tenha elevado a importância da concorrência e do capital privado na dinâmica setorial, ela não obteve o êxito esperado em se tratando de dois objetivos centrais: assegurar a defesa efetiva dos interesses dos consumidores e transformar radicalmente o padrão de concorrência setorial. Quanto à frustração deste último objetivo, esperamos ter demonstrado que ela ocorreu não apenas por conta dos ‘erros’¹⁵² de implementação de tal política – como não municiar a ANEEL de todos os quadros técnicos e instrumentos necessários à sua atuação, não estabelecer um cronograma mais adequado para as privatizações, não ter implementado outras eventuais medidas que aprimorassem, no tempo certo, o aparato regulatório em foco – mas também por influência de outros fatores que são específicos do setor elétrico nacional. Entre tais fatores, destaque foi dado à necessidade de coordenação, à existência de custos marginais crescentes (que tornou indesejada a iniciativa de liberalização imediata da atividade de comercialização de energia

¹⁵² Obviamente, seriam erros do ponto de vista dos defensores da estratégia de promoção da concorrência.

elétrica) e à federalização inconclusa do setor (que ensejou dificuldades políticas à realização das privatizações comprometendo o livre acesso).

Ou seja, esperamos ter demonstrado que o objetivo inicial de transformar radicalmente o padrão de concorrência setorial não foi alcançado não apenas porque a política de reestruturação não foi bem conduzida, mas também porque ela não considerou especificidades cruciais do setor elétrico brasileiro.

Capítulo 3. Os impactos da política de reestruturação e as limitações do modelo concorrencial.

Apresentadas as linhas gerais da política de reestruturação e analisadas as restrições ao êxito da iniciativa de transformação cabal do padrão de concorrência setorial, nosso objetivo passa a ser a elaboração de uma análise crítica mais detalhada dessa política. Como se perceberá, cumprimos essa tarefa mediante duplo esforço. De um lado, investigaremos os efeitos da reestruturação em se tratando dos investimentos setoriais. De outro, procuraremos expor outros resultados e problemas inerentes à orientação geral dessa política para destacar a inadequação de iniciativas de reestruturação desse tipo para o setor elétrico brasileiro.

A nosso juízo essa dupla abordagem se justifica porque, embora o subinvestimento represente uma das manifestações mais evidentes e relevantes da crise recente, ele certamente não é o único problema relacionado ao modelo concorrencial introduzido e idealizado pelos reformadores. Ademais, ao apontarmos para a existência de um conjunto de limitações próprias daquele modelo, pretendemos evidenciar que, independentemente de eventuais ‘erros de implementação’¹⁵³, da particularidade do contexto no qual essa política estava inserida e da existência de restrições à realização de alguns objetivos caros à mesma, é absolutamente inadequada a iniciativa de delegar à concorrência um papel central na dinâmica setorial.

Organizamos a exposição da seguinte maneira: na primeira seção apresentaremos a trajetória dos investimentos setoriais no período 1993/2001 no intuito de localizar as causas fundamentais do racionamento de 2001. A seguir, discutiremos algumas características dos investimentos realizados buscando identificar o papel exercido pelo Estado e pelos agentes privados.

Na segunda seção abordaremos os determinantes dos investimentos públicos e privados com o objetivo de investigar a relação entre o desempenho dos mesmos e a reestruturação setorial. Veremos em particular nessa passagem que os insuficientes

¹⁵³ Por ‘erros de implementação’ entenda-se eventuais equívocos (sob a ótica dos defensores da estratégia de promoção da concorrência) independentes da orientação geral da política de reestruturação que possam ter sido cometidos pelos responsáveis pela execução dessa política.

investimentos que levaram ao racionamento de 2001 estiveram relacionados à reestruturação e, mais especificamente, às privatizações e aos problemas associados à estratégia de introdução da concorrência no segmento da comercialização de energia elétrica.¹⁵⁴

A análise da adequação do padrão de concorrência idealizado pelos reformadores e de outras limitações e problemas atinentes à política de reestruturação será o tema da terceira seção. Nessa passagem veremos por que o modelo competitivo é incapaz de orientar a expansão setorial no longo prazo. Veremos também que a iniciativa de delegar papel de destaque à competição na dinâmica setorial gera novos problemas e desafios, como o aumento do potencial de conflito entre os agentes e a exacerbação da tendência de crescimento dos preços da energia, entre outros.

Na quarta seção discutiremos o desempenho das fontes tradicionais de mobilização de recursos para a expansão bem como o papel dos novos instrumentos baseados na segregação de riscos e securitização de recebíveis. O intuito de tal estudo será investigar se o ingresso de capitais privados no setor e a emergência desses novos instrumentos trouxeram alguma inovação importante no que se refere ao financiamento da expansão. Adicionalmente, abordaremos as principais limitações do padrão de financiamento setorial a partir da reconstituição da trajetória da crise recente desse padrão. Como veremos, essa discussão apontará que a crise financeira recente esteve associada às deficiências da política de reestruturação e às vicissitudes estruturais do padrão de financiamento setorial.

Por fim, a quinta seção resumirá as principais conclusões do capítulo.

1. Os investimentos no período 1993/2001.

1.1. Alguns dados.

Segundo Bielschowsky (2002: 89), o período 1993/2001 foi marcado pelo baixo ritmo de crescimento da capacidade produtiva setorial. De fato, constatou-se nesses anos

¹⁵⁴ Como veremos, os investimentos insuficientes também estiveram relacionados à política econômica praticada no período, vale dizer, à política de contenção dos investimentos estatais, parte integrante da estratégia de ajuste fiscal levada a cabo pelo Governo Federal.

uma adição de capacidade muito baixa, de apenas 2,6 MW ao ano em média, valor muito inferior aos cerca de 3,5 a 4,0 MW que seriam necessários ao atendimento da demanda.¹⁵⁵

Como mostra a tabela 1, a formação bruta de capital fixo (FBKF) no setor elétrico nos anos noventa teve comportamento muito inferior ao registrado nas décadas anteriores. Vê-se na tabela, por exemplo, que o pico da FBKF nos anos noventa ocorreu no ano de 1998, quando a mesma atingiu 0,89% do PIB, resultado ainda muito abaixo das médias alcançadas nos anos oitenta e setenta – 1,47% do PIB e 2,13% do PIB, respectivamente.

Tabela 1- Energia Elétrica FBKF em % do PIB	1970- 1980	1981- 1989	1990- 1992	1993- 1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Em % do PIB (a preços constantes de 1980)	2,13	1,47	1,01	0,69	0,47	0,57	0,69	0,89	0,77	0,67

Fonte: ELETROBRÁS e dados do Professor Pinhel, da COPPE/UFRJ. Cf Bieschowsky (2002: 89)

O resultado do fraco acréscimo da capacidade de geração e transmissão de energia elétrica e do crescimento contínuo do consumo não poderia ser outro senão a redução dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas ao longo da década, causa fundamental do racionamento adotado em 2001. Segundo Rosa (2002: 84), “(e)m 1991 o nível máximo de água atingiu 98% da capacidade dos reservatórios e até 1994 alcançou mais de 93%. A partir de 1995 a tendência foi declinante, jamais ultrapassando 89% e chegando a 70% em 1998 e apenas a 59% em 1999. O declínio foi mais acentuado no nível mínimo, que era de 67%, 81% e 64% em 1991, 1992 e 1993 respectivamente, e passou a 49% em 1996 e a apenas 19% em 1999.”

Os apontamentos de Sauer (2002: 192 a 195) vão ao encontro dos de Rosa, ou seja, atribuem o racionamento verificado em 2001 à falta de investimentos e não à falta de chuvas. De acordo com a análise desse autor, o estoque dos reservatórios, que nunca havia ficado abaixo dos 44%, foi sendo rapidamente consumido a partir de 1995. O autor ainda destaca que, embora tal situação tenha sido atenuada pela elevada quantidade de chuvas entre Setembro e Outubro de 2000, no final do período chuvoso de 2001 os reservatórios já estavam abaixo de 34%.

¹⁵⁵ Para ilustrar esse ponto, Bielschowsky (2002: 89) mostra que, entre 1993 e 1999, a capacidade instalada cresceu 3,1% ao ano, ao passo que o consumo aumentou 4,6% ao ano

Em síntese, a falta de chuvas no final do ano 2000 e em 2001 não poderia ser a causa do racionamento em 2001 porque a ocorrência de anos mais chuvosos e anos mais secos é algo absolutamente normal e não deveria causar problemas se a operação do sistema tivesse sido feita segundo os fundamentos para os quais ele foi projetado.¹⁵⁶ A título de exemplo, Sauer destaca ainda que, entre 1961 e 2001, em 17 anos a hidrologia foi pior do que a registrada em 2001.

Identificada a causa fundamental da crise energética de 2001, vejamos mais de perto a participação das empresas estatais e dos capitais privados nos poucos investimentos realizados nos anos noventa. Tal exercício, como veremos, permitirá que se inicie a análise crítica da política de reestruturação.

1.2. A participação do capital privado e das empresas estatais nos investimentos realizados.

Tendo como referência seu estudo sobre o perfil dos investimentos setoriais, Camargo (2001: 61, grifo nosso) traça o seguinte comentário acerca dos atores responsáveis pelos poucos investimentos verificados no período 1996/2000: *“desconsiderando-se mudanças meramente patrimoniais, o volume de energia efetivamente acrescentado ao sistema foi quase que totalmente realizado por companhias que permaneceram sob controle do estado. Em hidrelétricas, os destaques ficaram por conta dos acréscimos realizados pela CHESF (1,6 mil MW), COPEL (1,2 mil MW), CESP (1,4 mil MW), CEMIG (463 MW) e FURNAS (1,4 mil MW), esta última principalmente com a construção da UHE Serra da Mesa, concluída mais tarde pela iniciativa privada (...). O contraponto ao predomínio estatal na geração hidrelétrica no período foi a LIGHT, que acrescentou 185 MW à sua capacidade própria de geração em 1998-99, assumindo investimentos em curso.*

Em geração termelétrica, a expansão se concentrou em poucas empresas de controle privado – GERASUL (455 MW), ENERSUL (74 MW), CEMAT (57 MW) e CELPA (50 MW) –, mas em todos os casos as obras de ampliação foram iniciadas ainda na gestão

¹⁵⁶ “O sistema é planejado para que, em condições normais, os reservatórios estejam praticamente cheios ao final do período de chuvas. Na Região Sudeste, cujos reservatórios são os mais importantes do país, até 1993, eles estavam com mais de 95% da capacidade preenchida, todos os anos ao final do período chuvoso” (Sauer, 2002: 195).

estatal e só depois transferidas aos novos controladores privados, ainda assim com participação do estado como acionista minoritário. Somadas, estas empresas responderam por um incremento de 562 MW de geração termelétrica ao sistema interligado, mais que compensando algumas reduções apresentadas no período.”

Aos apontamentos expostos acima podemos acrescentar ainda que, segundo a análise de Camargo (2001) e Bielschowsky (1997), a expansão da capacidade instalada total entre 1996 e 2000, como no caso da geração térmica, também decorreu fundamentalmente de investimentos estatais iniciados na década anterior. Segundo os autores em questão, tais investimentos foram paralisados ainda nos anos oitenta em virtude da crise financeira setorial, sendo concluídos apenas nos anos noventa.

Dada essa importante nota, vejamos como se deu a conclusão de algumas das principais obras em questão no intuito de desvendarmos se a retomada das mesmas resultou de decisões tomadas a partir de sinais emitidos pelo mercado criado pela política de reestruturação, ou, alternativamente, de arranjos específicos entre os agentes envolvidos.

As obras das usinas hidrelétricas de Serra da Mesa¹⁵⁷ e Itá¹⁵⁸ puderam ser retomadas a partir do decreto 915/93 e da Lei 8987/95 que, como vimos no segundo capítulo, permitiram a formação de parcerias entre concessionárias estatais e autoprodutores e/ou produtores independentes. É relevante notar que, em ambos os casos, as obras já estavam bastante adiantadas, o que representava boa oportunidade de negócios para o setor privado. Também em ambos os casos foi estabelecido que o consórcio vencedor da licitação seria aquele que oferecesse menor participação no volume de energia a ser gerada em troca dos investimentos para a finalização das usinas. Além disso, também como parte da estratégia lançada para a atração de capitais privados, parte substancial das obras restantes teria financiamento garantido pelo BNDES.¹⁵⁹

Outra semelhança entre os empreendimentos acima citados diz respeito aos grupos vencedores das licitações. Em ambas as obras destacou-se a participação de grandes consumidores interessados em elevar o montante de sua autoprodução. No caso de Serra da Mesa, o grupo vencedor foi formado pelo grupo Votorantim e pelo Bradesco. No caso de

¹⁵⁷ Usina projetada para uma capacidade nominal de 1.275 MW e 750 MW de energia garantida.

¹⁵⁸ Projetada para uma capacidade nominal de 1.450 MW e 668 MW de energia garantida.

¹⁵⁹ No caso de Serra da Mesa, 80% do valor da obra foi financiado pelo BNDES.

Itá, formavam o consórcio vencedor duas empresas petroquímicas do grupo Oderbrecht, a CSN e a empresa de cimento Itambé.

Em síntese, tais empreendimentos possuíam fortes atrativos para o setor privado. Em primeiro lugar, a gestão das usinas ficaria sob responsabilidade das concessionárias estatais, que, diferentemente dos grupos privados, tinham vasta experiência nesse campo. Em segundo lugar, havia a garantia de compra pelas concessionárias da parcela de energia que caberia aos investidores privados. Em terceiro lugar, e não menos importante, o BNDES garantia parte substantiva do financiamento das obras restantes.

Vários outros exemplos¹⁶⁰ poderiam ser listados em se tratando de soluções extraordinárias.¹⁶¹ No entanto, dados os objetivos deste trabalho, o fundamental a se destacar em relação às principais obras dos anos noventa é que:

- i- em sua grande maioria representavam antigos projetos de investimento de empresas estatais que foram interrompidos na crise dos anos oitenta e retomados, a partir de 1993, através parcerias envolvendo concessionárias estatais e investidores privados;
- ii- entre os participantes mais comuns nos consórcios privados destacam-se grandes consumidores de energia elétrica e diversas concessionárias de distribuição interessadas em elevar sua parcela de geração própria na energia total comercializada;

¹⁶⁰ Um dos exemplos mais intrigantes de parcerias foi o caso da UHE Salto Caxias, que é a principal exceção dos grandes empreendimentos hidrelétricos dos anos noventa exatamente por ter sido iniciado em 1994 e não nos anos oitenta. O que chama a atenção no caso de Salto Caxias é o fato de que a COPEL tenha inicialmente aceitado o estabelecimento de uma parceria com o setor privado para a conclusão da obra mesmo não precisando de tais recursos. Segundo Camargo (2001: 69), *“(u)ma vez que não estava nos planos do governo paranaense a privatização da companhia, interessava ao BNDES (possível financiador e responsável pelo programa de privatização) que a COPEL ao menos firmasse parcerias com a iniciativa privada para realização deste empreendimento, e com isso abrisse espaço para outros investimentos necessários à expansão de seu sistema. Assim, firmou-se um ‘empréstimo-ponte’ de US\$ 150 milhões por 18 meses, ao final dos quais a COPEL deveria repassar ao setor privado parcela do negócio, em troca de um financiamento de longo prazo para tocar sua parcela no empreendimento. Entretanto, a boa saúde financeira da empresa e a elevada rentabilidade garantida na comercialização de energia da UHE de Salto Caxias fez com que a COPEL decidisse manter-se sozinha no negócio, partindo para novas fontes de financiamento via ELETROBRÁS e BID.”*

¹⁶¹ Soluções extraordinárias, segundo nossa compreensão, são soluções que não emergem de sinais emitidos pelo mercado criado pela política de reestruturação ou soluções viabilizadas por agentes estatais. Exemplos nesse sentido seriam a UHE Dona Francisca (125 MW) e a UHE Machadinho (1.140 MW), obras inconclusas em 2000. Nesses casos, as garantias de compra de energia ficariam a cargo da COPEL e o aval dos financiamentos seria da ELETROBRÁS.

- iii- em muitos casos de parceria entre investidores privados e empresas estatais, a maior parte dos riscos de investimento, garantia de financiamentos e operação ficava a cargo das últimas, que apareciam apenas formalmente como sócias minoritárias para escapar das restrições de financiamento impostas pelo Governo Federal;¹⁶²
- iv- do acréscimo de capacidade então previsto para o ano 2000, mais de dois terços ainda resultavam de obras paralisadas que foram retomadas sem nenhuma participação de capitais privados.¹⁶³

Em suma, os dados e análises expostos acima indicam que a recuperação dos investimentos na segunda metade dos anos noventa se deveu fundamentalmente às soluções que, *“por mais engenhosas que tenham sido, foram típicas de uma fase de transição, e estiveram longe de corresponder a uma solução geral de ‘mercado’ para obras novas. Corresponderam a modelos de parceria para finalização de obras em andamento e tiveram, nos dois casos mais críticos – Serra da Mesa e Itá – forte amparo do BNDES, como parte do estímulo à atração do capital privado”* (Bielschowsky: 1997: 27). Sublinhe-se, portanto, que não estiveram na origem dessa modesta recuperação dos investimentos hipotéticas decisões privadas tomadas a partir das sinalizações do mercado criado pela reestruturação.

Mas o que dizer dos investimentos então programados e não concluídos até 2001? Se nosso objetivo é avaliar os efeitos da política de reestruturação sobre os investimentos setoriais, importa analisar a ampliação da capacidade produtiva programada para o período subsequente uma vez que esta resultaria de decisões de investimento tomadas já em meio à vigência do marco regulatório criado nos anos noventa.

Uma pergunta é muito relevante nesse sentido: observava-se nesses investimentos programados a participação expressiva de produtores independentes? Ou seja, vislumbrava-se a participação significativa da categoria de agente concebida durante a reestruturação para produzir energia para venda no mercado? Vejamos o que Bielschowsky (2002: 89 a 91) acrescenta a esse respeito.

¹⁶² Discutiremos mais à frente as restrições ao financiamento das empresas estatais. Na seção 4, veremos outros dados e apontamentos acerca das parcerias assinaladas.

¹⁶³ Cf. Camargo (2001: 71).

Segundo o autor, o governo projetava, em 2002, um expressivo crescimento da oferta de energia elétrica (30,4%) entre 2001 e 2004 (tabela 2). Mesmo impossibilitado de investigar as chances de realização de tal meta, Bielschowsky admitia, por hipótese, que a expansão da capacidade instalada nesses anos atingiria os níveis esperados. Trata-se, a nosso juízo, de uma estratégia do autor para avaliar se, mesmo num cenário otimista¹⁶⁴, seria elevada a participação de produtores independentes nos investimentos projetados. Vejamos os resultados.

Tabela 2. Ampliação prevista pelo governo na potência instalada de energia elétrica por tipo de geração	Potência Instalada em 2001 (GW)	(%)	Previsão 2004 (GW)	(%)
Usina hidrelétrica	61,6	77,5%	69,5	67%
Usina termelétrica	6,9	8,7%	17,0	16,4%
Usina nuclear	2,0	2,5%	2,0	1,9%
Fontes alternativas (eólica, PCH, biomassa)	2,3	2,9%	5,6	5,4%
Subtotal	72,8	92%	94,1	91%
Importações de Itaipu	5,5	7%	6,2	6%
Demais importações	1,2	1%	3,4	3%
Total	79,5	100%	103,7	100%

Fonte: MME, Câmara de Gestão do Setor Elétrico, Programa Estratégico de Aumento de Oferta, jun. de 2002. Cf. Bielschowsky (2002: 90).

Quanto à propensão a investir em geração hidrelétrica, Bielschowsky (02: 90 e 91) relata que, em uma expansão prevista de cerca de 10 GW entre 2001 e 2004, aproximadamente 38% desse total se referia a investimentos sob comando de empresas estatais. A quase totalidade do restante correspondia a investimentos a serem realizados por consórcios compostos por grandes consumidores (empresas petroquímicas, de alumínio, siderúrgicas, etc) e/ou por concessionárias de distribuição privadas interessadas em elevar sua parcela de autoprodução até o limite de 30% estabelecido pela legislação.

Ou seja, o levantamento feito pelo autor indica que, mesmo numa hipótese otimista quanto à realização e finalização das obras no prazo previsto, seria praticamente nula a participação de produtores independentes, vale dizer, daquela categoria de agentes que, na visão dos reformadores, deveria ser uma das principais responsáveis pela expansão após a inauguração do modelo concorrencial. Fica evidenciada, portanto, a frustração das

¹⁶⁴ Otimista porque procedente de uma fonte (o Governo Federal) naturalmente interessada em evidenciar possíveis avanços advindos da introdução do modelo competitivo.

expectativas dos idealizadores da reforma mesmo sob a hipótese otimista dos investimentos estimados se realizarem plenamente e no tempo esperado.

No que diz respeito à expansão prevista das termelétricas a gás, a conclusão não é diferente. Num investimento estimado em cerca de 10 GW, destacava-se a participação da PETROBRÁS como ator principal, seja pela venda de gás e simultânea compra de energia produzida, seja pela ampla participação acionária nos consórcios e parcerias formadas.

Em suma, a partir dos dados analisados podemos concluir que a reestruturação não obteve sucesso em se tratando de alguns de seus principais objetivos. Em primeiro lugar, os investimentos iniciados e/ou concluídos a partir de 1993 se mostraram absolutamente insuficientes diante da expansão do consumo, sendo o racionamento de 2001 a prova mais contundente desse fato.

Em segundo lugar, a tão esperada expansão dos investimentos privados, embora tenha ocorrido, foi muito modesta diante das necessidades de expansão do sistema e, no caso das obras mais relevantes (retomada de obras paralisadas), notou-se que estas só puderam ser viabilizadas através de parcerias com empresas estatais. Aliás, não custa resgatar que em muitas dessas parcerias o financiamento, as principais garantias e os principais riscos ficaram a cargo dos agentes estatais. Isto significa que as soluções encontradas para viabilizar tais obras não foram soluções de mercado, mas soluções extraordinárias.

Em terceiro lugar, e ainda quanto aos investimentos privados, tanto os realizados como os esperados, era insignificante a presença de produtores independentes de energia, vale dizer, daqueles atores sobre os quais recaíam grandes esperanças em se tratando da expansão da capacidade produtiva setorial e da venda de energia num ambiente de mercado. Como se viu, a quase totalidade dos investimentos privados concluídos ou esperados correspondia a empreendimentos lançados por grandes consumidores e/ou distribuidoras de energia interessadas em ampliar a parcela de geração própria, ou seja, interessados em reduzir seu grau de exposição aos riscos inerentes ao novo mercado.¹⁶⁵

Identificadas algumas das principais características dos investimentos setoriais, passemos à análise dos determinantes dos investimentos públicos e privados.

¹⁶⁵ A análise dos riscos inerentes ao ambiente de mercado será realizada na seção 2.2.

2. A política de reestruturação e a política econômica como determinantes do hiato de investimentos.

2.1. Os determinantes do investimento estatal.

As causas do baixo investimento estatal remontam, sem dúvida alguma, às privatizações – parte fundamental da política de reestruturação – e à subordinação das empresas estatais aos objetivos mais gerais da política econômica praticada no período. Mais especificamente, estão na origem do baixo investimento estatal a estratégia de reestruturação e a condução de uma política econômica que, através do contingenciamento do crédito para as empresas estatais, do controle dos investimentos públicos e da tentativa de maximizar receitas de privatizações, buscava, sem sucesso, arrefecer o intenso ritmo de crescimento da dívida pública resultante das políticas monetária e cambial e da abertura comercial e financeira implementadas nos anos noventa. Senão vejamos.

No que se refere à tentativa de maximização das receitas das privatizações, Bielschowsky (2002: 92 a 94) traça uma interessante comparação entre as estratégias do Governo Federal nas privatizações do setor elétrico e em telecomunicações. Segundo o autor, diferentemente do setor de telecomunicações, onde o governo esperava receitas ampliadas com as privatizações caso fizesse investimentos prévios, no setor elétrico várias razões levavam-no a apostar no oposto. Algumas dessas razões, na verdade, apontavam para uma transição à privatização repleta de incertezas no caso do setor elétrico. Entre estas incertezas, Bielschowsky destaca as originadas pelos seguintes fatores:

- i- falta de visibilidade sobre as condições de mercado no médio e longo prazos devido à indefinição do marco regulatório, ao desconhecimento dos custos marginais de longo prazo e à incerteza quanto à evolução da demanda;¹⁶⁶
- ii- maior dificuldade de coordenação política dada a multiplicidade de agentes;

¹⁶⁶ Abordaremos essas questões em mais detalhes na próxima seção.

- iii- menor rentabilidade e demanda reprimida no setor elétrico comparativamente ao setor de telecomunicações; e,
- iv- elevado risco ambiental inerente aos investimentos.

Em síntese, dada a relevância do objetivo de maximizar receitas das privatizações, o governo teria travado o investimento estatal por acreditar que as incertezas acima listadas reduziriam o preço de venda das estatais que tivessem iniciado novos empreendimentos. Vale notar que isso se deu “*numa situação em que a saúde financeira das empresas já havia sido restabelecida, em 1993, e quando o aumento tarifário de 1996-1997 lhes deu uma base mínima para alavancar os recursos necessários a novos investimentos*” (Bielschowsky, 2002: 94).

Ainda no que se refere ao investimento estatal, convém destacar os mecanismos utilizados pelo governo para contê-lo e, desse modo, por em prática suas prioridades. O primeiro consiste simplesmente em impedir as estatais de investir além de um valor pré-fixado. D’Araújo (2001: 159) esclarece a esse respeito que os planos oficiais de investimento das estatais não incluíam várias obras essenciais e viáveis do ponto de vista econômico-financeiro porque “*(a) pretensão de orçamento de investimento já sai com os cortes embutidos, pois o processo se desenrola em várias fases prévias que garantem que o investimento não ultrapasse o teto preestabelecido*”.

Um segundo e posterior mecanismo de contenção do investimento estatal diz respeito às Resoluções 1.464, 2.653 (23/9/1999) e 2.668 (25/11/1999) do Conselho Monetário Nacional, que simplesmente bloquearam o acesso das empresas estatais ao Sistema Financeiro Nacional. Ou seja, a partir dessas resoluções o BNDES, a Caixa Econômica Federal e o Banco do Brasil ficaram impedidos de financiar empresas e entidades estatais.¹⁶⁷

Ainda em se tratando do mesmo tema, Mello (2001: 260 e 261) ressalta a relação entre a contenção do investimento estatal, a crise do Balanço de Pagamentos ao final dos anos noventa e os empréstimos obtidos junto ao FMI. Como se sabe, tais empréstimos eram condicionados à obtenção de elevados superávits primários. Com isso, “*fomos forçados,*

¹⁶⁷ Cf. Soares (2001: 302). Não é desnecessário lembrar que, enquanto as empresas públicas estavam submetidas a tal restrição, o BNDES financiava grupos privados nacionais e estrangeiros nas operações de aquisição do controle de ativos estatais altamente rentáveis.

*praticamente, a cessar qualquer aporte de recursos em empreendimentos estatais, que passaram a ser contabilizados como déficit. Empresas como FURNAS, apresentando saudáveis balanços, ficaram impedidas de investir” (idem ibidem).*¹⁶⁸

E o que dizer dos resultados acumulados por essa política de contenção de investimentos estatais? Em outras palavras, qual foi a contribuição das empresas estatais às metas fiscais do governo? Soares (2001: 297) nos esclarece a esse respeito que “*(d)esde outubro de 1998*¹⁶⁹, quando foi firmado o acordo, o Governo Federal ‘economizou’ R\$ 75 bilhões para cumprir as metas fiscais acordadas com o FMI e garantir o serviço das dívidas externa e interna. A contribuição das estatais (PETROBRÁS, ELETROBRÁS e outras empresas de energia elétrica) correspondeu a 23% desse valor, ou seja, R\$ 17,6 bilhões”.

Em suma, embora a política de reestruturação tenha apontado para o fim das intervenções governamentais que, no passado, tanto influenciaram as condutas e o desempenho das empresas do setor, as concessionárias estatais continuaram sendo meios de obtenção de finalidades estranhas à sua lógica interna e contrárias ao seu bom desempenho. Se nos anos oitenta as empresas do setor (estatais na sua imensa maioria) foram penalizadas pela imposição de uma política de contenção das tarifas reais e endividamento externo forçado (que, como vimos, levou à crise daquele modelo estatal), nos anos noventa a prioridade dos objetivos de acelerar e maximizar as receitas das privatizações, juntamente com a estratégia de sacrificar investimentos estatais para obtenção de superávits primários, tornar-se-iam motivos de uma nova subordinação e razões importantes da nova crise em 2001.

Ou seja, tudo indica que a autonomia de gestão – que foi tão enfaticamente defendida pelos defensores da reestruturação – permaneceu restrita ao capital privado. Às empresas estatais, como no passado, continuou restando a tarefa de assimilar o ônus resultante das opções dos gestores da política econômica.

¹⁶⁸ Rosa (2001b: 107) lembra em relação a FURNAS que seu presidente, Luiz Carlos Santos, havia declarado em 2000 que a empresa teria R\$ 20 bilhões disponíveis para investimento.

¹⁶⁹ O autor, infelizmente, não explicita a data limite a que se refere tal esforço fiscal. No entanto, como seu trabalho é de Agosto de 2001, supomos ser este o marco final do período.

2.2. Os determinantes do investimento privado

Uma das hipóteses que norteou a elaboração do presente capítulo foi a de que o fraco desempenho dos investimentos privados poderia estar relacionado à política de reestruturação e, particularmente, à iniciativa de delegar às forças de mercado a tarefa de induzir a expansão dos investimentos setoriais. Se o que se pretende é examinar a veracidade de tal proposição, não há dúvida de que é preciso ir além dos aspectos estritamente financeiros e analisar mais de perto o processo a partir do qual se deu a transformação do padrão de concorrência setorial.

Como veremos, a exposição que segue valida a hipótese explicitada acima mostrando que os baixos investimentos privados decorreram de dois fatores associados à estratégia de promoção da concorrência, quais sejam, a perspectiva de privatização das geradoras estatais e a tentativa frustrada de constituição de um mercado concorrencial de longo prazo para a energia elétrica. Vejamos o primeiro desses fatores advertindo, porém, que na próxima seção serão expostos argumentos adicionais acerca da inadequação da iniciativa de transformação do padrão de concorrência setorial.

Sauer (2002: 197) e Bielschowsky (2002: 92 e 98) apresentam análises oportunas a respeito da influência da perspectiva de privatização das geradoras estatais sobre os investimentos privados em geração. Segundo tais autores, vários fatores apontavam aos potenciais investidores privados que o melhor que eles poderiam fazer naquele contexto seria aguardar os leilões de privatização (para tentar adquirir tais empresas) ao invés de se aventurar em novos projetos.

O primeiro desses fatores envolve o fato das geradoras estatais inseridas no cronograma de privatização produzirem energia a um custo significativamente inferior ao das novas centrais. Como era do conhecimento dos agentes privados, esse amplo diferencial de competitividade favorável às empresas estatais ocorria, de um lado, porque, na grande maioria dos casos, os ativos dessas empresas já estavam amortizados e, de outro, porque várias das usinas inseridas no programa de desestatização se situavam junto a alguns dos melhores aproveitamentos hidrelétricos do país.

Um segundo fator a tornar mais interessante aos agentes privados a aquisição do controle de ativos estatais seria a maior incerteza inerente à construção de novas unidades de geração, o que derivava do longo período de construção e da possibilidade de paralisação das obras em função de questões ambientais e geológicas de difícil e lenta solução. Um terceiro motivo para essa preferência se reportava ao fato de que a espera pela privatização representava etapa de acumulação financeira pelo setor privado, acumulação esta, acrescentamos, potencializada pelas elevadas taxas de juros praticadas no período.¹⁷⁰ Um quarto motivo se referia à existência de mercados garantidos para a energia gerada caso se optasse pela aquisição de empresas já existentes, bem como a utilização de uma tecnologia de resultados comprovados.

Em suma, dado o conjunto de fatores acima citados, por que o investidor privado se arriscaria a enfrentar todas as dificuldades relativas à realização de novos investimentos de longo prazo se havia a possibilidade de adquirir o controle de ativos mais competitivos e em operação? Por que se arriscar se, como vimos no capítulo anterior, em muitos casos havia até a garantia de financiamento público para a aquisição das empresas estatais? Tudo indica, portanto, que, ou a estratégia governamental não foi acompanhada de uma análise rigorosa das especificidades do setor e da conduta provável dos agentes privados, ou então que, independentemente de tal análise, a crença nas potencialidades do modelo concorrencial, juntamente com o objetivo de levar adiante as privatizações, teriam se tornado aspectos dominantes na determinação da forma de implementação da reestruturação.¹⁷¹

Quanto ao segundo determinante dos baixos investimentos privados – vale dizer, a tentativa mal-sucedida de criação de um mercado concorrencial para a energia elétrica – importa enfatizar desde logo que a existência de um mercado de longo prazo para a eletricidade é fundamental para a viabilização dos investimentos em nova capacidade de

¹⁷⁰ Obviamente as elevadas taxas de juros praticadas no período representavam fator de desestímulo tanto à aquisição de ativos produtivos existentes quanto ao início de novos investimentos. No entanto, dados os fatores listados, é certo que essa influência negativa seria significativamente mais relevante no caso do início de novos investimentos.

¹⁷¹ Note-se que, embora as privatizações no segmento da geração de energia fossem parte relevante da estratégia de atração do capital privado adotada, elas não eram os únicos meios possíveis de ingresso de capitais privados no setor. Ou seja, também havia a possibilidade dos capitais privados ingressarem no segmento de geração através da construção de novas plantas (como produtores independentes de energia) ou como parceiros de agentes estatais em novos empreendimentos.

geração.¹⁷² Isto porque os investimentos dependem em grande medida da pré-venda de energia através de contratos bilaterais de longo prazo, os chamados PPA's (*power purchase agreements*). Se não existirem tais contratos – ou seja, se não forem previamente conhecidos os compradores e se não for garantida a demanda –, os agentes terão dificuldades para obter financiamentos. Se isso ocorrer e se o Estado não garantir investimentos mínimos, optando por um planejamento meramente indicativo, a expansão da capacidade de geração poderá se tornar insuficiente diante da expansão do consumo.

Posta essa observação inicial, vejamos, então, quais fatores problematizaram a criação do mercado concorrencial idealizado.

O primeiro fator a dificultar a formação desse mercado se reporta aos contratos iniciais. Como vimos no capítulo anterior, a adoção dos contratos iniciais correspondeu a uma decisão pragmática do governo para impedir que a rápida introdução da competição gerasse um indesejado choque tarifário a partir da equalização do preço da energia gerada pelas hidrelétricas já amortizadas (energia velha) ao preço da energia mais cara gerada pelas novas centrais (energia nova).¹⁷³ Dado, portanto, o temor do efeito inflacionário advindo da rápida liberalização do mercado, o governo fixou por cinco anos (de 1997 a 2002) o preço da eletricidade no patamar vigente em 1997, sendo que somente a partir de

¹⁷² Os argumentos expostos a seguir apontam que é preciso haver um mercado previamente definido para que sejam viabilizados novos investimentos em geração. Isso não significa, no entanto, que a dinâmica desse mercado deva ser ditada por mecanismos de pressão competitiva, vale dizer, pela concorrência. Na verdade, como veremos a seguir, um dos determinantes dos baixos investimentos verificados foi exatamente a tentativa de introduzir a lógica competitiva nesse mercado a despeito das especificidades setoriais apontarem para a inadequação dessa estratégia.

¹⁷³ Segundo Bielschowsky (2002: 95), em 2002 o preço da energia velha estava em torno de US\$ 20,00 por MWh (ou um pouco mais, considerando-se o *mix* com a energia de Itaipu) enquanto a energia nova atingia US\$ 35,00 por MWh. Como já assinalamos no capítulo anterior, o mecanismo através do qual se daria a equalização dos preços é o mesmo daquele descrito na teoria ricardiana da renda da terra. Convém destacar também que o maior preço da energia nova se deve aos seguintes fatores: os melhores aproveitamentos hidrelétricos já foram ocupados, os aproveitamentos restantes são bem mais distantes dos centros de carga e, como já destacado, usinas hidrelétricas já amortizadas naturalmente apresentam menor custo marginal. Também importa salientar que o caso brasileiro é oposto ao que ocorre na experiência internacional no que diz respeito ao comportamento esperado dos custos marginais e, portanto, à evolução esperada dos preços da eletricidade no médio e longo prazo. Nos países onde a matriz energética é mais dependente de usinas termelétricas, a tendência é de redução do custo marginal em função da substituição de plantas movidas a diesel por plantas mais modernas movidas a gás natural. Já no caso brasileiro, a aposta é de crescimento do custo marginal no médio e longo prazo pelas razões já apontadas acima e também pela tendência de expansão da participação do gás na matriz energética. Como se sabe, a energia gerada por hidrelétricas, sejam novas ou já amortizadas, tem custo inferior à energia gerada pelas termelétricas. Outro fator que poderia contribuir para elevar o custo marginal da energia hidrelétrica seria a adoção de soluções ambientais mais adequadas e a incorporação dos impactos sociais dos empreendimentos como custos a serem reparados.

2002 seriam liberados, anualmente, 25% da energia destes contratos para livre negociação no mercado.

Tal opção, entretanto, não foi adotada sem desencadear outros problemas. Como o preço da energia nova era (e é) bem superior ao da energia velha (veja nota de rodapé n. 173), os potenciais compradores (distribuidoras, comerciantes e consumidores livres) só demonstrariam interesse em adquirir energia nova por meio de contratos de longo prazo se a demanda dos consumidores cativos e livres não estivesse previamente contratada e se não houvesse a possibilidade de comprar energia velha. Estas condições favoráveis à contratação de energia nova, porém, não se verificaram posto que as distribuidoras já haviam adquirido energia velha, via contratos iniciais, num montante aparentemente suficiente para satisfazer a demanda de seus consumidores cativos até 2006 ¹⁷⁴ e destes mais os consumidores livres até 2001.¹⁷⁵ Além disso, como vimos na seção 1, as distribuidoras também já estavam buscando elevar sua parcela de geração própria para o atendimento de seus mercados cativos, o que obviamente reduzia suas contratações potenciais junto aos novos geradores.

Ainda no que tange à falta de interesse dos agentes em contratar energia nova, Oliveira (2001: 219) frisa que *“essa situação deve(ria) perdurar até 2006, pois, até essa data, as distribuidoras ter(iam) um mix de preços (energia velha/energia nova) sempre menor que o dos novos geradores”*. Ou seja, até esse ano e enquanto fosse mantida a estratégia de formação de um regime concorrencial na comercialização de energia – vale dizer, enquanto prevalecesse a tentativa de se criar um mercado onde a energia nova competisse livremente com a energia velha –, os principais demandantes teriam boas razões para esperar pela plena liberalização da energia velha e não se aventurar a contratar energia de novas centrais.

Um segundo elemento a problematizar a formação de um mercado para a energia nova diz respeito a outra decisão pragmática de governo também voltada à evitar o recrudescimento da inflação. Referimo-nos ao fato da ANEEL ter restringido o repasse do custo da energia adquirida pelas distribuidoras para os consumidores, estabelecendo um

¹⁷⁴ Cf. Oliveira (2001: 219, nota 84).

¹⁷⁵ Cf. Bielschowsky (2002: 96).

limite superior (valor normativo) para o preço da energia.¹⁷⁶ Tal obstáculo também foi salientado por Oliveira, que destacou que o estabelecimento desse limite representou desestímulo ao investimento no segmento da geração, em geral, e restrição à expansão das termelétricas, em particular, uma vez que *“(o) valor normativo é considerado pelos novos geradores um preço insuficiente para remunerar seus custos. Esse problema tornou-se mais grave após a desvalorização cambial de 1999, pois boa parte dos gastos das centrais térmicas é feita em moeda forte”* (Oliveira: 2001: 219, nota 85).

As dificuldades relativas ao estabelecimento de contratos bilaterais de longo prazo para a energia nova não cessam aqui. Bielschowsky ressalta que, uma vez que as usinas hidrelétricas não gerenciam seu despacho e não têm responsabilidade pela expansão do sistema, elas ficam impedidas de garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento. Tal problema certamente foi potencializado pela inexistência (até 2001) de mecanismos de seguro contra o risco sistêmico, lacuna relevante da estratégia de reestruturação.

Também segundo Bielschowsky (2002: 96), essa dificuldade adicional e essa lacuna, que já eram do conhecimento de potenciais investidores, apenas foram admitidas por alguns dos defensores da estratégia de reestruturação depois da crise de 2001. De fato, com a crise ficou evidente o que já se sabia, ou seja, que *“(p)ara que um agente hidrelétrico tenha condições de assinar contratos bilaterais de longo prazo sem ter o poder de controlar sua produção e seu estoque, é desejável que ele tenha garantias de que a confiabilidade global de suprimento no futuro não será deteriorada”*.¹⁷⁷ Como o que se observou no período anterior ao racionamento foi exatamente a deterioração dessa confiabilidade – dados o baixo ritmo de expansão da capacidade e o crescimento do risco

¹⁷⁶ O leitor não deve depreender do exposto que estejamos defendendo que o mais correto naquele contexto seria estabelecer o repasse integral dos custos crescentes e dos riscos dos investimentos aos consumidores. Na verdade, ao final de nossa análise ficará ainda mais evidente que, embora certo aumento de custos e tarifas fosse inevitável dada a tendência de crescimento dos custos marginais de geração, parte significativa das pressões por novos aumentos de tarifas resultou dos equívocos inerentes à reestruturação. Ou seja, estamos apenas constatando nessa passagem que, dados os contornos gerais da reestruturação, o estabelecimento de um limite superior para o preço da energia também contribuiu para a depressão do estado de confiança dos capitalistas e que a iniciativa de introdução da concorrência exacerbou a oposição natural entre os interesses dos investidores e dos consumidores.

¹⁷⁷ Certamente a ausência de tais garantias está associada à existência de um planejamento apenas indicativo da expansão. Cf. D'Araújo (2001: 155).

de déficit – inevitavelmente foram surgindo dificuldades crescentes ao estabelecimento desses contratos bilaterais.

O quarto fator a problematizar a formação de um mercado para a energia nova diz respeito à incerteza quanto à evolução dos custos marginais de geração e às dificuldades relacionadas à projeção da curva de oferta setorial – ou seja, diz respeito à precariedade das expectativas quanto à evolução dos custos e das tarifas. Note-se, desde logo, a relevância de tal problema para a efetivação de um modelo setorial que tinha a pretensão de promover a expansão através de sinais de mercado: num ambiente concorrencial, as distribuidoras certamente considerarão decisivo saber se estarão pagando caro pela energia adquirida, já que, caso isso ocorra, o repasse dos custos aos grandes consumidores poderá levar estes últimos a contratar energia junto à outra distribuidora num momento posterior.¹⁷⁸

Claro é também que tal conhecimento passava a ser ainda mais importante à medida que se acenava para a liberalização do mercado cativo¹⁷⁹, bem como quando se definia um teto para repasse de custos aos consumidores cativos (valor normativo). No primeiro caso, a hipótese de perder clientes e faturamento se tornava ainda mais ameaçadora. No segundo, se os valores pagos pela energia adquirida fossem superiores ao valor normativo, o prejuízo se tornaria inevitável.

Cientes de que a precariedade das expectativas quanto à evolução dos custos e dos preços muito provavelmente levaria as distribuidoras a adotarem postura conservadora em se tratando da contratação de energia nova, passemos então à comprovação de sua existência e à identificação de suas origens.

Quanto às dificuldades relacionadas à antecipação dos preços futuros, não há dúvida de que estas tiveram origem em outra importante lacuna da política de reestruturação, vale dizer, nas indefinições presentes na esfera da regulação tarifária. Como vimos, os contratos iniciais significaram uma regra de acomodação transitória de preços. Uma vez que tais contratos instituíram tarifas administradas e que as regras de transição para preços de mercado só foram definidas em 1997, simplesmente não houve até esse ano a possibilidade de visualização de uma curva de oferta de longo prazo. Desse modo, seria impossível que existisse, até aquele momento, qualquer estímulo de mercado à expansão.

¹⁷⁸ Cf. Bielschowsky (1997: 34).

¹⁷⁹ A idéia inicial dos reformadores era tornar livres todos os consumidores em 2005.

No que se refere às indefinições relativas à evolução dos custos marginais de geração, Bielschowsky (1997: 36) já indicava a existência de circunstâncias particulares nos anos noventa. Segundo o autor, *“(n)o caso das hidrelétricas, a abertura comercial e a privatização tend(iam) a baratear o enorme custo fixo, enquanto os custos ambientais (...) e o fato de que no longo prazo seus rendimentos são decrescentes (as localizações mais econômicas são aproveitadas primeiro) tend(iam) a elevá-lo.*

*E, no caso das termelétricas a gás, trata(va)-se de uma absoluta inovação no caso brasileiro, n(aquele) primeiro momento ainda dependente principalmente da construção de dutos para trazer o gás da Bolívia, num empreendimento que t(inha) prioridade política mas que, do ponto de vista econômico, ainda enfrenta(va) uma série de incertezas, apesar da tecnologia revolucionária do ‘ciclo combinado’. Não menos importante, desconhec(ia)-se a disponibilidade de gás, tanto no Brasil, como nos países vizinhos, de modo que não se sab(ia) qual ser(ia) seu preço no futuro. Uma medida do desconhecimento (era) dada pelo fato de que as estimativas do custo marginal de geração, tanto para hidrelétricas como para termelétricas, varia(va) entre 30 dólares por MWh a nada menos que 45 dólares por MWh”.*¹⁸⁰

Note-se também que a incerteza acerca da evolução dos preços do gás não derivava somente do desconhecimento quanto à disponibilidade das reservas desse insumo, mas também da volatilidade dos preços internacionais do petróleo, da instabilidade cambial e da política de preços da PETROBRÁS. Ainda no que se refere a esta fonte particular de incerteza, resta frisar que ela resultou em desestímulo não apenas às decisões de investimento em termelétricas, mas também em hidrelétricas, posto que a partir dela foram ampliadas as incertezas do setor como um todo.¹⁸¹

No que se refere particularmente aos investimentos em termelétricas, dada a importância conferida ao tema à época da reestruturação, consideramos oportuno interromper momentaneamente a análise realizada até aqui e abrir breve espaço para avaliar mais detalhadamente os determinantes de tais investimentos. Passemos, então, à

¹⁸⁰ A despeito do fato de que as incertezas nesse campo possam ter sido atenuadas a partir de novas pesquisas e da sucessão de outros eventos (notadamente pela descoberta de importantes reservas de gás na Bacia de Santos), o relevante é notar sua influência naquele contexto específico.

¹⁸¹ Cf. Bielschowsky (2002: 97).

apresentação das linhas gerais do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) para, na sequência, tratarmos das razões do fracasso desse programa.

Prevendo inicialmente a criação de 47 usinas térmicas, o PPT foi lançado no início do ano 2000 com o objetivo de incentivar a geração de termelétricidade, sobretudo a partir do gás natural. As principais justificativas para tanto, como vimos no segundo capítulo, repousavam nos seguintes dados e hipóteses:

1- os montantes mínimos de capitais necessários aos investimentos em termelétricas são menores do que os relativos às grandes hidrelétricas;

2- os prazos de maturação dos investimentos em termelétricas são relativamente pequenos se comparados aos investimentos em hidrelétricas, o que garante atendimento da demanda em expansão num menor intervalo de tempo;

3- quanto às térmicas movidas a gás natural, acredita-se que seus impactos ambientais são mais amenos do que os referentes a outras unidades térmicas, pois o gás é menos poluente que os demais carburantes, podendo ser economizado em períodos hidrológicos favoráveis caso o crescimento do parque térmico ocorra a partir da expansão de centrais térmicas flexíveis;¹⁸²

4- a hipótese de que tal opção de investimento se adaptaria facilmente aos novos instrumentos de financiamento surgidos a partir dos anos oitenta, e isto especialmente no que diz respeito à estrutura financeira conhecida como *project finance*¹⁸³, que, em tese, representaria uma opção de investimento atraente ao capital privado; e,

5- o fato de que as termelétricas contribuem para a otimização dos sistemas de transmissão, dada a maior proximidade das centrais aos centros de carga.

Embora as menores escalas mínimas de produção e os reduzidos prazos de amortização do capital aportado apontassem, numa primeira aproximação, para a maior atratividade dos investimentos em termelétricas face às inversões em novas hidrelétricas, os reformadores criaram uma série de incentivos adicionais visando o sucesso do PPT. Nesse

¹⁸² As térmicas flexíveis são aquelas que operam em regime de complementação às geradoras hidrelétricas, despachando energia apenas quando o valor da água armazenada nos reservatórios das hidrelétricas possui valor superior ao dos combustíveis que movem as centrais térmicas. Voltaremos a esse assunto na seção 3.2.

¹⁸³ Analisaremos as experiências recentes de *project finance* no setor elétrico brasileiro na seção 4.

sentido, foram concedidas aos empreendedores privados que aderissem ao programa as seguintes garantias:

- i- *“suprimento de gás natural pelo prazo de até vinte anos;*
- ii- *possibilidade de se praticar os Valores Normativos, regulamentados pela ANEEL, nas transações com as distribuidoras de energia elétrica, por período de até vinte anos;*
- iii- *acesso ao Programa de apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, a ser disponibilizado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES” (Sauer, 2002: 203).*

Além disso, e a despeito do fato de que o lançamento do PPT já representava a ‘constatação do fracasso’¹⁸⁴ da estratégia de delegar às forças de mercado a tarefa de induzir a expansão da capacidade de geração, outras facilidades foram oferecidas a partir de Setembro do ano 2000 para os que aderissem ao programa. Segundo Sauer (2002: 204), tais facilidades compreendiam:

“I. Condições MME/BNDES de financiamento das termelétricas:

- *custo básico da operação: TJLP ou dólar norte-americano;*
- *spread básico: 2,5 % a.a. reduzido para 1,0% a.a.;*
- *spread de risco: até 2,5% a.a.;*
- *participação: financiamento de 100% dos gastos locais;*
- *prazo de amortização e carência: de acordo com cada projeto.*

II. Garantias oferecidas:

- *aquisição pela ELETROBRÁS da energia gerada;*
- *preço médio do gás: US\$ 2.26/MM Btu”.*

Passando aos resultados do PPT, podemos de início chamar a atenção para o seguinte: a despeito de todos os incentivos e facilidades concedidas aos agentes privados,

¹⁸⁴ Cf. Sauer (2002: 204).

os investimentos em novas centrais térmicas se mostraram insuficientes¹⁸⁵, indicando a relevância dos elementos já destacados (e daqueles que ainda serão tratados neste capítulo) na criação de um ambiente pouco propício à realização de novos empreendimentos. Isto posto, julgamos relevante salientar outras particularidades que teriam problematizado sobremaneira as decisões de ampliação da capacidade térmica de geração.

Dentre tais particularidades destacamos, em primeiro lugar, o fato das termelétricas produzirem eletricidade a um custo superior ao incorrido pelas hidrelétricas, sejam estas formadas por ativos já amortizados, sejam estas novas plantas de geração.¹⁸⁶ Como esta constatação implicava reconhecer a baixa competitividade das centrais térmicas, é certo que potenciais investidores privados, ao se tornarem cientes disso e da progressiva liberalização da comercialização de energia, poderiam ser fortemente instigados a reconsiderar planos de investimento elaborados anteriormente.¹⁸⁷

A segunda particularidade digna de nota se reporta à queda da rentabilidade dos investimentos após as desvalorizações cambiais verificadas a partir de 1999, bem como à influência dessa queda e de outros fatores na formação das expectativas de longo prazo. Segundo já indicado em páginas anteriores, a mudança da taxa de câmbio, além de ter trazido uma elevação de custos inescapável¹⁸⁸, passou a sinalizar aos potenciais geradores térmicos que o valor normativo estabelecido pela ANEEL poderia se tornar particularmente insuficiente a partir daquele momento. Ademais, dada a vulnerabilidade externa da economia brasileira, um potencial investidor certamente não consideraria razoável descartar *a priori* a possibilidade de ocorrerem novas desvalorizações cambiais num futuro próximo, o que tornava notadamente precária a projeção da rentabilidade dos investimentos no médio

¹⁸⁵ Segundo Sauer (2002: 202), o PPT previa inicialmente uma expansão de 17.469 MW no sistema interligado entre 2001 e 2004. Matéria mais recente intitulada '*Falta de definições causa preocupações às térmicas*', disponibilizada no site Energy News (www.energynews.efei.br) em 16/04/2003, indicava, porém, uma redução significativa daquela projeção original. Vale dizer, nesta última data o PPT teria passado a prever acréscimo de apenas 12 mil MW até 2005 (e não mais até 2004). Desses 12 mil MW, entretanto, somente 3.511 MW já haviam sido concretizados até 2002. Esta última fonte ainda teria disponibilizado outra matéria interessante ('*PETROBRÁS suspende seis das 16 usinas termoelétricas previstas para 2004*') em 18/07/2003, segundo a qual, "(d)as dezesseis termelétricas com participação da PETROBRÁS, maior investidor do setor no país, quatro não devem sair do papel e outras duas estão com os projetos em fase de reavaliação."

¹⁸⁶ Cf. Oliveira (2001: 218) e Rosa (2001c: 134).

¹⁸⁷ Note-se a esse respeito que, antes da crise que levou à mudança do regime cambial em 1999, alguns analistas sustentavam que as centrais termelétricas poderiam ser mais competitivas que as novas centrais hidrelétricas. Cf. Oliveira *et al* (1997: 58).

¹⁸⁸ Diferentemente do que ocorre no caso das hidrelétricas, o investimento em termelétricas depende em grande parte de importações de equipamentos.

prazo. Certamente também contribuía para a depressão do estado de confiança dos agentes privados o fato (também já destacado anteriormente) de que as térmicas foram proibidas de repassar a totalidade do acréscimo de custos para o consumidor via tarifas.¹⁸⁹

Ainda no que tange à investigação dos obstáculos específicos à ampliação da capacidade térmica de geração, há que se considerar, em terceiro lugar, a dificuldade representada pelo estabelecimento de um contrato do tipo *take or pay* entre os fornecedores de gás natural da Bolívia e os agentes locais. Como esse modelo de contrato estabelece um valor fixo a ser pago pelo gás contratado, independentemente de quanto fosse efetivamente consumido, tornaram-se mais reduzidos os graus de liberdade das geradoras no que se refere ao planejamento operacional de suas centrais. Assim, a rigidez inerente a esse tipo de contrato representava mais um elemento a desestimular o investimento.¹⁹⁰

Em quarto lugar, *“(n)ão bastasse este elenco de dificuldades, o Banco Central (BACEN) impôs mais uma séria limitação à atuação do BNDES no programa de financiamento ao setor: proibiu o financiamento do Banco a empresas estatais que ofere(cessem) garantias de demanda aos contratos de compra e venda de energia – impedindo, portanto, a função de ‘compradora de última instância’ a que a ELETROBRÁS havia se proposto. Com a medida, o BACEN fechou mais uma brecha ao financiamento de empresas estatais com recursos públicos, dando a entender que se tratou de uma decisão de natureza técnica e fiscal, motivada pelo compromisso de reduzir o endividamento do setor público”* (Camargo, 2001: 163).

¹⁸⁹ De acordo com Camargo (2001: 161 e 162), *“a intenção manifestada pelo MME de estabelecer repasses automáticos dos custos de produção às tarifas de energia elétrica (leia-se, indexação das tarifas à taxa de câmbio) foi desastrosa e mal-sucedida. A proposta gerou intensas discussões: os embates políticos que se sucederam lançaram sérios questionamentos sobre a imagem de independência cobiçada pelas instituições reguladoras, envolveu alguns Ministérios (particularmente Fazenda e Minas e Energia) e diferentes facções políticas sedimentadas no Planalto. Por fim, tratou-se de evitar que a indexação automática das tarifas das termelétricas pudesse abrir um perigoso precedente às regras que nortearam a consolidação do Plano Real – posição defendida pela Fazenda que, apesar de permitir o repasse do IGP às tarifas de energia, há anos abomina quaisquer medidas de política econômica que possam sugerir o retorno dos mecanismos de indexação.”*

¹⁹⁰ Voltaremos a abordar esse assunto na seção 3.

Embora os fatores adversos citados acima tenham sido neutralizados em boa parte por medidas lançadas depois do racionamento de 2001¹⁹¹, não há dúvida quanto à permanência dos desestímulos à construção de novas centrais térmicas após o lançamento das mesmas. Isso seria verdadeiro não apenas porque as medidas extraordinárias lançadas a partir daquele ano beneficiaram um número limitado de projetos, mas também devido a um fato novo surgido em 2001, qual seja, a forte queda do consumo verificada após o racionamento.

Sem dúvida alguma, a intensa queda do consumo trouxe a rápida recuperação dos reservatórios das hidrelétricas, o que gerou forte redução dos preços da energia negociada no MAE e abrupta queda do faturamento das empresas. Em síntese, o resultado desses eventos foi a eclosão de uma nova crise financeira, que, de um lado, elevou ainda mais os obstáculos à ampliação da capacidade de geração e, de outro, acirrou as pressões tanto para que fossem reforçadas as facilidades oferecidas a certos projetos prioritários, como para que fosse adotada uma política de socialização das perdas advindas das próprias limitações da política de reestruturação.¹⁹²

No que se refere à estatização das perdas geradas por essa sucessão de eventos, é digno de nota que a PETROBRÁS tenha despendido nada menos do que R\$ 2 bilhões (até Julho de 2004) para garantir a remuneração mínima dos agentes privados no caso de três centrais térmicas. De fato, no que se refere tão somente a essas centrais, calculava-se que o desembolso total da PETROBRÁS poderia atingir R\$ 6 bilhões até 2007.¹⁹³

Também é ilustrativo dessa política de socialização das perdas que o aluguel de 77 térmicas pelo governo tenha atingido algo em torno de R\$ 2,2 bilhões apenas em 2003, sendo que muitas dessas centrais permaneceram desligadas no período por conta do

¹⁹¹ Exemplos nesse sentido foram o estabelecimento da garantia de compra pela PETROBRÁS da energia gerada pelas térmicas construídas em parceria com a estatal, a elaboração de contratos de pré-venda de energia envolvendo pelo menos duas dezenas de térmicas e as grandes geradoras estatais, a garantia dada pela PETROBRÁS de manter a rentabilidade mínima de três termelétricas, mesmo quando estas não estivessem gerando eletricidade, bem como a manutenção de um preço médio entre R\$ 120,00 e R\$ 130,00 pelo MWh gerado enquanto leilões realizados pela ANEEL indicavam preços de mercado entre R\$ 55,00 e R\$ 89,00. Para maiores detalhes, veja Bielschowsky (2002: 97) e as seguintes matérias disponibilizadas pelo site Energy News (www.energynews.efei.br): ‘Termelétricas: usinas operam com menos de 10% da capacidade’, de 09/04/2003; ‘Falta de definições causa preocupações às térmicas’, de 16/04/2003; e, ‘PETROBRÁS perde R\$ 1,2 bi com termoeletricas’, de 12/05/2003.

¹⁹² Voltaremos a abordar esse assunto na seção 3.2 e na seção 4.

¹⁹³ A respeito desses dados, veja matéria ‘Usinas de dinheiro’ na revista CartaCapital n. 302 de 4 de Agosto de 2004.

excedente de energia. Por fim, também é digno de nota o fato de que esses contratos de locação tinham vigência prevista de 3 a 4 anos, atingindo um valor total de R\$ 15,8 bilhões.¹⁹⁴

Em suma, apesar da oferta de inúmeros incentivos aos investidores privados que porventura aderissem ao PPT (o que já evidenciava o fracasso da iniciativa de conceder às forças de mercado a tarefa de induzir os investimentos), o quadro de incertezas se mostrou particularmente intenso, inviabilizando, desse modo, as previsões originais dos criadores desse programa. Isso significa que o quadro de profunda incerteza trazido pela reestruturação foi o responsável pela criação de uma situação paradoxal onde a ampliação sucessiva dos incentivos e a socialização das perdas, a despeito de viabilizarem alguns empreendimentos, mostravam-se sempre insuficientes para alavancar os investimentos necessários.

Não é de se estranhar, portanto, que a maior parte das térmicas construídas com a participação de agentes privados nesse período seja representada pelos empreendimentos contemplados por incentivos muito expressivos. Também não deveria causar espanto um dado já apresentado na seção 1, qual seja o fato das previsões acerca da expansão da capacidade de geração térmica apontarem a PETROBRÁS como principal agente empreendedor.

Finda a análise dos problemas específicos que cercaram os investimentos em novas centrais térmicas, retomemos a discussão dos obstáculos ao surgimento de um mercado de longo prazo para a energia nova.

O quinto fator a problematizar a formação desse mercado – e, portanto, a dificultar a indução de investimentos por meio de forças de mercado – se reporta a outra questão relativa ao contexto específico no qual estava inserida a reestruturação. Referimo-nos ao grande desconhecimento acerca do comportamento futuro dos consumidores, que, segundo Bielschowsky (1997: 35), vinha passando por forte alteração depois do Plano Real. O fundamental a sublinhar em se tratando dessa questão é que, a despeito da clareza quanto à existência de uma tendência de crescimento do consumo de eletricidade a taxas superiores à

¹⁹⁴ Ver a esse respeito as seguintes matérias disponibilizadas pelo site Energy News (www.energynews.efei.br): ‘Estatais da área de energia negam quebra de contrato com termelétricas’, de 18/07/2003; e ‘ELETROBRÁS já renegocia com térmica parada’, de 28/08/2003.

taxa de crescimento do PIB – dado o baixo patamar do consumo *per capita* brasileiro¹⁹⁵ –, imperava importante desconhecimento sobre as elasticidades-preço e renda da demanda após a implementação daquela política de estabilização.

Portanto, o conhecimento dos potenciais investidores era bastante precário tanto no que se refere à curva de oferta (dada a incerteza quanto à trajetória das tarifas e dos custos marginais), como também no que diz respeito à curva de demanda. Como confiar, então, na capacidade das forças de mercado sinalizarem a expansão dos investimentos naquele contexto se o próprio mercado permanecia indefinido nas suas duas dimensões (oferta e demanda)? A resposta dos agentes privados diante dessa indefinição e das fontes de incerteza já analisadas, frisamos mais uma vez, não poderia ser outra que não a cautela quanto às decisões de investimento.

O sexto fator a problematizar a criação de um mercado para a energia nova se reporta ao papel que deveria ser desempenhado pelo preço *spot* e à sua determinação. Como visto anteriormente, embora a política de reestruturação tenha pretendido impor a lógica da competição, a predominância de usinas hidrelétricas sempre exigiu o despacho centralizado de energia. Tal centralização sempre esteve presente no sistema interligado dado o objetivo da maximização do aproveitamento dos recursos energéticos ao longo do tempo, o que somente é possível através da otimização do uso da água disponível nos reservatórios.¹⁹⁶

Dada essa exigência, programas computacionais semelhantes aos utilizados no modelo estatal passaram a definir o plano de operação das usinas e o preço *spot*, que representava a tarifa de comercialização de curto prazo do MAE. Assim, segundo Sauer (2002: 147), “*as reformas (...) acaba(ram) materializadas num modelo computacional, otimizador e centralizado, de fazer inveja aos ‘gosplan de Brejnev’, simulando mão invisível do mercado, ao calcular preços (na verdade custos) spot, com base em simulações estocásticas da hidrologia, do crescimento da demanda, com antecipação, em nome dos agentes, do custo do déficit de energia, de custos futuros dos combustíveis, das taxas de*

¹⁹⁵ Segundo D’Araújo (2001: 156), o consumo brasileiro se situava em torno de 170 kWh/mês por domicílio antes do racionamento de 2001. Tal faixa de consumo colocava o Brasil em 82º lugar num *ranking* de consumo *per capita* mundial.

¹⁹⁶ Segundo Oliveira (2001: 209), “*(e)ssa otimização é feita com base nas expectativas do momento de entrada de novas centrais no sistema, do comportamento futuro das chuvas, dos investimentos que serão realizados no sistema de transmissão e da evolução da demanda de energia*”. Voltaremos a abordar esse assunto nas próximas páginas.

desconto (derivadas das sagradas taxas de juros e risco) e de outros fatores. Neste caso, dados representativos das decisões dos investidores (eram) produzidos arbitrariamente por terceiros.”

O problema maior, no entanto, não se encontrava no fato paradoxal de uma política de reestruturação destinada à promoção da concorrência ter originado um mecanismo arbitrário de simulação das forças de mercado, mas sim em que tal mecanismo de simulação tenha apresentado resultados nitidamente irrealistas. Ainda segundo Sauer (2002: 147), *“(a) consistência do modelo computacional (...) (foi) questionada em razão de resultados contraditórios. Por exemplo, produziu alta volatilidade dos preços spot calculados, injustificados, pela estabilidade dos fatores relevantes, como hidrologia e demanda. Além disso, de um lado, produzia valores baixos para a tarifa no Sudeste, com nível baixo dos reservatórios das usinas e, de outro, valores elevados no Sul, com usinas vertendo água.”*

Assim, embora os reformadores supusessem que o preço *spot* poderia exercer o papel de sinalizar escassez e abundância, o fato de que tal preço resultava de um modelo computacional que trouxe péssimas simulações¹⁹⁷, comprometeu sobremaneira as possibilidades do MAE funcionar como elemento de apoio às decisões de investimento. Isso significa, portanto, que a deficiência desse modelo computacional constituía outra importante lacuna da política de reestruturação.

Conclusão bastante oportuna acerca dessa questão é a de Bielschowsky (2002: 96, nota de rodapé 9), segundo a qual, *“do ponto de vista da criação de um mercado para energia, o que se t(inha) (era) o pior dos mundos: exist(ia) um ‘custo marginal de operação de curto prazo’ muito mal simulado, o qual não t(inha) como ser cotejado com um custo marginal de longo prazo, porque este (era) desconhecido”*.

Em suma, dada a análise desenvolvida até aqui, é lícito enfatizar uma vez mais, à guisa de conclusão, que duas questões centrais estiveram na origem da fraca expansão da capacidade privada de geração no período em foco. A primeira se reporta à perspectiva de privatização das empresas estatais, que, como vimos, representava alternativa de ingresso no setor muito mais interessante aos potenciais investidores privados do que a opção de iniciar novos empreendimentos. A segunda se refere ao modo e ao contexto particular a

¹⁹⁷ Cf. Sauer (2002: 147), Oliveira (2001: 221) e Bielschowsky (2002: 96).

partir dos quais foi implementada a estratégia de promoção da competição no segmento da comercialização de energia, que, por ter desconsiderado um amplo conjunto de restrições à formação de um mercado para a energia nova, manteve elevada a incerteza associada aos novos investimentos.

Por fim, cabe ressaltar ainda que, embora as questões analisadas até o momento sejam decisivas para a compreensão da crise de 2001, segundo nosso entendimento elas não esgotam as razões da inadequação da política de reestruturação, de modo geral, e da iniciativa de delegar à concorrência um papel central na dinâmica setorial, em particular. De fato, se nossas objeções à reestruturação dos anos noventa se restringissem à observação de que ela desconsiderou a influência adversa de fatores típicos de um contexto particular¹⁹⁸, de que ela foi prejudicada por outras decisões pragmáticas de governo¹⁹⁹ e de que ela apresentava lacunas importantes, mas específicas²⁰⁰, poderíamos ser levados à conclusão de que as limitações da política de reestruturação diziam respeito apenas à sua forma de implementação e às dificuldades típicas de uma “transição problemática”²⁰¹ – e não à incompatibilidade entre sua orientação geral e as especificidades setoriais.

Nossas conclusões, como se perceberá, são distintas. A nosso juízo, mesmo que, hipoteticamente, não houvesse a perspectiva de privatização das geradoras estatais, mesmo que o governo tivesse optado por uma estratégia de liberalização imediata do segmento da comercialização de energia (aceitando um choque tarifário mais intenso de início), mesmo que as distribuidoras não tivessem assegurado por um bom tempo a demanda de seus

¹⁹⁸ Referimo-nos à incerteza quanto à evolução da demanda e dos custos marginais de longo prazo e ao fato das distribuidoras terem garantido (por um bom tempo) a demanda de seus clientes contratando energia velha (por meio dos contratos iniciais), o que reduziu a possibilidade da energia nova (mais cara) encontrar compradores.

¹⁹⁹ Essas decisões pragmáticas foram: a fixação de um patamar tido como insuficiente para o valor normativo e a estratégia gradualista de introdução da concorrência no segmento da comercialização de energia (através da elaboração dos contratos iniciais), ambas lançadas com o fim de afastar a possibilidade de ocorrer um recrudescimento inflacionário, a prioridade conferida à maximização das receitas de privatização (que levou o governo a conter os investimentos estatais) e a sinalização de que as geradoras estatais seriam privatizadas (que, como vimos em nota anterior, não era a única forma de atrair capitais privados ao setor).

²⁰⁰ Referimo-nos às limitações do modelo computacional responsável pela determinação do preço *spot*, ao atraso na definição das regras tarifárias e à ausência de mecanismos de seguro contra o risco sistêmico.

²⁰¹ A idéia da “transição problemática” está contida, explícita ou implicitamente, nos trabalhos de Bielschowsky (1997) e (2002), Camargo (2001) e Pires (2000), apenas para citar alguns exemplos. Como já assinalado em nota anterior, tal expressão dá margem à interpretação de que os problemas do período estão relacionados à singularidade do contexto no qual ocorre a reestruturação e/ou a eventuais problemas de implementação da reforma e não às deficiências inerentes à orientação geral daquela política, sobretudo, no que concerne à estratégia de delegar às forças do mercado a atribuição de orientar a expansão setorial no longo prazo.

clientes contratando energia velha antecipadamente (o que restringiu as possibilidades de contratação da energia nova), mesmo que a ANEEL não tivesse fixado o valor normativo num patamar considerado insuficiente (dada a remuneração esperada pelos investidores privados), mesmo que não existissem incertezas relevantes acerca da evolução da demanda e dos custos marginais de longo prazo, mesmo que as regras tarifárias tivessem sido estabelecidas no tempo certo, mesmo que a reforma tivesse concebido um modelo computacional que sinalizasse adequadamente o preço *spot* e, por fim, mesmo que ela tivesse criado, antecipadamente, mecanismos de seguro contra o risco sistêmico, ainda assim teríamos boas razões para classificar como inadequado o padrão de concorrência idealizado pelos reformadores. Tal assunto é o tema da próxima seção.

3. As limitações do modelo concorrencial e da política de reestruturação.

3.1. Razões da inadequação do regime concorrencial como orientador da expansão setorial de longo prazo.

Várias razões nos levam a duvidar da capacidade de modelos fundamentados na competição induzirem a expansão dos investimentos setoriais à frente da demanda de modo a garantir, permanentemente, seu pleno atendimento. A primeira dessas razões se refere ao fato do preço de curto prazo (*spot*) ser inerentemente e fortemente volátil dadas algumas características cruciais do sistema elétrico brasileiro. Sendo este preço fortemente volátil, para que o mesmo adquira alguma relevância no cálculo capitalista, obviamente que não basta melhorar a capacidade de sinalização do modelo computacional destinado ao seu cálculo. Senão vejamos.

Como visto nos capítulos 1 e 2 (seções 1.2 e 2.2.1, respectivamente), a base hidráulica impõe a necessidade de coordenação do despacho de energia para que ocorra a otimização do aproveitamento dos recursos energéticos. Como destacado naquelas passagens, os reservatórios das usinas são utilizados de forma planejada para que se possa tirar proveito da diversidade pluviométrica das várias bacias hidrográficas. Em função disso, o programa de despacho deve considerar um fator de restrição temporal, vale dizer,

definir o custo de oportunidade do uso da água armazenada em função da probabilidade de afluições futuras.

Em outras palavras, *“se são grandes as chances de um dado reservatório ultrapassar seu limite máximo de armazenamento dentro de um certo período, então a água armazenada (hoje) neste reservatório tem pouco valor (...) Neste caso, a água armazenada deve ser ‘turbinada’, gerando a maior quantidade de energia, ou será vertida, se o reservatório atingir mais de 100% de sua capacidade.*

Por este fato, a forma de utilizar a água (hoje) exige a simulação da evolução dos sistemas no futuro, até mesmo no que se refere à implementação de novos reservatórios, dado que isto (geralmente) resulta no aumento da capacidade de geração. Assim, como o valor da água depende do nível atual de armazenamento e da probabilidade das afluições futuras, o custo marginal de operação de um sistema hidrelétrico é altamente sensível ao valor da água e, logo, bastante volátil. Ou seja, os custos marginais de curto prazo se aproximam de zero quando o regime hidrológico é favorável, podendo atingir valores extremamente elevados quando o contrário. Em 1997, por exemplo, tal custo variou, na região sudeste, de R\$ 0,52/MWh a R\$ 91,66/MWh, conforme relatório anual do Grupo Coordenador das Operações Interligadas (GCOI) da ELETROBRÁS.” (Santana & Oliveira, 1999: 106 e 107, grifo nosso).

Da longa citação transcrita acima, importa ressaltar neste momento o seguinte: num sistema interligado e predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, a variabilidade das afluições impede que exista um preço de referência de curto prazo minimamente estável e, logo, minimamente relevante enquanto parâmetro para decisões de longo prazo. Esta situação contrasta com o que ocorre nos países que têm a matriz energética mais dependente de usinas térmicas movidas a diesel ou gás natural. No caso desses países, o preço de referência é o preço do petróleo e do gás. No caso brasileiro simplesmente não há preço de referência que tenha significado econômico relevante posto que, como explicado acima, se as afluições forem muito elevadas, o preço *spot* tende a zero. Por outro lado, se chover muito pouco, tal preço tende a ser superior ao valor normativo.²⁰²

A segunda razão que nos leva a crer que um regime competitivo não seria adequado para orientar a expansão setorial também se refere à especificidade tratada acima, ou seja,

²⁰² Cf. D’Araújo (2001: 153).

ao caráter predominantemente hidrelétrico do parque gerador, onde muitos dos aproveitamentos são efetuados “em cascata” e por diferentes proprietários. Convém ressaltar a esse respeito que essa particularidade, como já anunciado, torna os agentes interdependentes e não meros concorrentes. Vejamos o que Oliveira (2001: 215, nota de rodapé 74) acrescenta acerca dessa questão.

“Quando o reservatório a jusante está cheio, a água liberada pelos reservatórios a montante necessariamente tem que ser utilizada na geração de eletricidade, ou seu potencial energético é perdido no vertedouro. Nesta circunstância, dependendo da demanda de eletricidade, pode ser do interesse da usina a jusante que as centrais a sua montante armazenem água em seus reservatórios para uso em período futuro (o inverso pode também ocorrer). Em outras palavras, apesar de o reservatório a montante ser propriedade de uma empresa, na prática, ele funciona também como reservatório para as usinas das empresas a jusante. Portanto, a racionalidade econômica sugere que a decisão de uso da água acumulada nos reservatórios deve ser tomada de forma coordenada.”

Em síntese, as especificidades do sistema impõem a necessidade de coordenação, subordinando a lógica concorrencial (que a reestruturação dos anos noventa pretendeu tornar dominante) à lógica da operação coordenada e centralizada. Obviamente, isso é verdadeiro supondo que o uso racional da água dos reservatórios e a otimização do sistema em termos de ganhos energéticos sejam objetivos inalienáveis.

Ainda quanto às especificidades mencionadas acima, uma pergunta adicional é relevante: independentemente da pouca relevância do preço *spot* enquanto balizador de decisões de longo prazo, é possível que num sistema com essas características – interdependência entre agentes e necessidade de coordenação – a expansão dos investimentos seja induzida por pressões competitivas, ou seja, por outros sinais emitidos pelo mercado?

A resposta a essa pergunta é negativa e sua justificativa repousa no entendimento da forma pela qual as especificidades citadas dificultam a formação de expectativas minimamente confiáveis acerca do comportamento esperado da demanda e da evolução da capacidade instalada, variáveis cruciais de apoio às decisões de investimento num regime competitivo.

No que diz respeito à evolução da capacidade instalada, a dificuldade reside em que, embora o gerador declare certa disponibilidade, apenas parte dela deverá ser despachada pelo ONS para não afetar o despacho ótimo do sistema interligado. O mesmo se pode dizer acerca da tentativa de antecipação satisfatória do comportamento da demanda: como poderia o gerador antecipar (com o mínimo grau de confiança) a evolução da demanda se não é ele quem controla o despacho de sua usina e se este está sujeito à incerteza das afluições, à entrada em operação de novas unidades e à expansão do sistema de transmissão?²⁰³

Em suma, as especificidades dos ativos (sistema interligado de base hidrelétrica) e a forte interdependência entre os geradores (que também resulta daquela especificidade), fazem com que as expectativas de cada agente acerca da evolução da demanda e da capacidade instalada sejam bastante precárias e, portanto, pouco relevantes para orientar suas decisões de investimento como deveria ocorrer num regime competitivo. Sendo correto que a tentativa de introdução da dinâmica concorrencial é incapaz de induzir a ampliação indispensável da capacidade produtiva a partir de decisões individuais tomadas de forma descentralizada, comprova-se, então, a necessidade do Estado planejar a expansão à frente da demanda, garantindo investimentos mínimos independentemente de decisões voluntárias dos agentes privados.

A terceira razão que aponta para a incapacidade de regimes competitivos balizarem a expansão setorial se refere à possibilidade dos compradores subcontratarem energia (sinalizando aos geradores uma expansão da oferta menor do que a que seria necessária) e à hipótese, sempre presente num regime concorrencial, de ocorrerem prejuízos inesperados que tragam pesados desajustes financeiros e o comprometimento subsequente dos investimentos. Vejamos essa questão mais de perto advertindo, desde logo, que o objetivo da exposição abaixo é demonstrar que níveis elevados de incerteza são intrínsecos ao padrão de concorrência setorial idealizado pelos reformadores, independentemente do contexto no qual se deu a reestruturação e da forma de implementação da mesma.

²⁰³ Julgamos ser interessante repetir nessa passagem uma observação que já foi feita no capítulo 1: “*Se chove pouco na bacia do rio São Francisco e muito na bacia do rio Paraná, a usina de Paulo Affonso é orientada (pelo operador do sistema interligado) a colocar pouca energia na rede, economizando sua água que se tornou preciosa, e a usina de Itaipu faz a compensação. Ao colocar mais potência na rede, Itaipu cede água, indiretamente, para Paulo Affonso. Nos lares, escritórios e fábricas, ninguém percebe o inteligente rearranjo que permite otimizar o fornecimento de energia em cada momento*” (Benjamim, 2001: 10).

Sauer (2002: 148 e 149) destaca que, num mercado competitivo, distribuidoras e geradoras convivem com o dilema de fechar contratos bilaterais de longo prazo ou comprar e vender energia no mercado *spot*. O autor ressalta que nas duas opções, dependendo das circunstâncias, há vantagens ou desvantagens para cada um dos atores.

Como é elevada a possibilidade da demanda final divergir das projeções feitas anteriormente, as distribuidoras podem assegurar seu exato montante comprando ou vendendo energia no mercado *spot*. Elas venderão se constatarem que adquiriram mais energia do que o necessário para atender seu mercado cativo e grandes consumidores e comprarão caso ocorra o contrário. Ao estarem expostas a tais circunstâncias, as distribuidoras ficam sujeitas aos riscos e às oportunidades decorrentes da forte volatilidade do preço *spot*.

Elas podem obter lucros extraordinários, por exemplo, caso consigam vender energia excedente (adquirida via contratos bilaterais de longo prazo) num contexto onde o preço *spot* estiver bastante elevado – o que ocorrerá se o nível dos reservatórios estiver reduzido (seja em razão das baixas afluências, seja devido aos baixos investimentos na ampliação do sistema de geração, seja em decorrência de uma combinação desses fatores). Também podem auferir lucros excepcionais se constatarem que adquiriram menos energia que o necessário para atender a demanda num contexto onde o nível dos reservatórios estiver bastante elevado. Neste caso, as distribuidoras comprarão energia excedente no mercado de curto prazo para atender seu mercado cativo. Como o preço de curto prazo se tornou mais baixo que o contrato bilateralmente, o lucro extraordinário se manifestará.

Por outro lado, as distribuidoras também podem obter prejuízos elevados nas operações de curto prazo caso suas previsões quanto à demanda se frustrem e a sorte com relação ao preço de curto prazo não as socorra. Isso pode ocorrer, por exemplo, se as concessionárias de distribuição, num contexto de subcontratação de energia para seu mercado cativo, precisarem adquirir eletricidade no mercado *spot* por um preço superior aos seus custos.²⁰⁴ Ainda quanto à possibilidade das distribuidoras sofrerem perdas inesperadas, é interessante notar que existe também a possibilidade de evasão de clientes e queda do faturamento no médio e no longo prazo caso a empresa subcontrate energia e caso

²⁰⁴ O regime de concessão obriga as distribuidoras a suprir a demanda de seus consumidores cativos.

ela decida, repetidas vezes, repassar aos seus clientes a elevação do preço *spot* até o limite do valor normativo.²⁰⁵

Em síntese, o fato de que sempre existe a possibilidade de ocorrerem lucros ou prejuízos inesperados indica que a solução mais conservadora para as distribuidoras num regime concorrencial seria assegurar a totalidade da demanda esperada através de contratos bilaterais de longo prazo. No entanto, frise-se bem, essa conduta, mesmo que adotada inicialmente pela totalidade dos agentes, não elimina a hipótese de haver subcontratação de energia. Isto é correto porque não é razoável supor que todos os agentes acertarão sempre suas previsões quanto ao montante exato da demanda final. Ademais, tampouco é realista admitir que todos os agentes adotarão o comportamento mais conservador o tempo todo, já que a volatilidade de preços, como vimos, também torna possível a ocorrência de lucros extraordinários àqueles que são menos avessos ao risco.

Ainda quanto à possibilidade de subcontratação de energia por parte das distribuidoras, é fundamental deixar claro que esta se torna particularmente concreta quando se promove a competição entre a energia velha (mais barata) e a energia nova (mais cara). Como vimos anteriormente, dado que o diferencial de preços entre ambas é significativo, é certo que, num regime concorrencial de comercialização, só haverá interesse pela energia nova se a demanda dos consumidores cativos e livres não estiver previamente contratada e se não houver a possibilidade de comprar a energia velha. Caso essas condições não sejam preenchidas, será perfeitamente possível que pacotes de financiamento fundamentais aos investimentos em geração não sejam viabilizados por falta de definição de compradores para a energia nova.

Importa ressaltar ainda quanto aos riscos e incertezas inerentes ao ambiente concorrencial que estes não foram plenamente eliminados quando a ANEEL passou a permitir às empresas do setor uma exposição máxima de 15% de seus contratos acima de dois anos no mercado de curto prazo, restringido, posteriormente, essa máxima exposição a 5%, numa clara manifestação de descrédito quanto às potencialidades do modelo

²⁰⁵ A medida que se anunciava que os consumidores teriam liberdade para escolher a distribuidora ou o agente comercializador dos quais iriam adquirir energia, surgia a possibilidade dos grandes consumidores e consumidores cativos passarem a comprar energia das empresas que praticassem os menores preços.

concorrencial.²⁰⁶ Na verdade, o que tais determinações garantiram foi a redução significativa do grau de exposição das empresas à incerteza e não a eliminação plena da mesma. Esta, como vimos, é inerente aos modelos concorrenciais, que, ao tornarem possível, tanto a ocorrência de prejuízos inesperados, como o surgimento de uma situação de subcontratação de energia, mantém sempre presente a hipótese de ocorrer um hiato de investimentos.²⁰⁷

Ainda nos detendo à incerteza inerente ao modelo concorrencial, convém evidenciar uma interpretação específica sobre a mesma e sobre a pertinência da iniciativa de criação de um modelo competitivo no setor elétrico brasileiro. Trata-se da visão exposta no trabalho de Pires *et al* (2002), que atribui inúmeras vantagens ao modelo concorrencial minimizando a relevância da influência dos riscos intrínsecos a esse modelo. A defesa do modelo concorrencial certamente se explicita, entre outras, na seguinte passagem: “...*para se criar mercado, torna-se necessário que os agentes estejam sujeitos ao risco. É na busca de oportunidades de maximização de lucros e/ou minimização de riscos que os agentes vão realizar investimentos e negociar contratos entre si, induzindo uma redução de custos de energia no País todo*” (Pires *et al*, 2002: 14, nota de rodapé 6).

Nossa posição diverge fundamentalmente da visão acima porque, diferentemente de uma mercadoria qualquer, a energia elétrica é um serviço público. Essa qualificação merece ser destacada posto que recobre de particularidades as condições de sua oferta, tornando-se, assim, o quarto fundamento da nossa crítica à estratégia de introdução de um regime competitivo no setor elétrico brasileiro.

Segundo Mukai (1995: 1 e 2, grifo nosso), “(...) serviço público é todo aquele prestado pela Administração ou por seus delegados, sob normas e controles estatais, para satisfazer necessidades essenciais ou secundárias da coletividade ou simples conveniência do Estado.”

Ainda quanto ao caráter público, vale destacar outra passagem da mesma obra. Vejamos.

²⁰⁶ A Resolução 511 da Aneel, de 12/09/2002, determinou essa redução do grau de exposição máximo dos agentes no mercado de curto prazo. Cf. Sauer (2002: 149) e Pires *et al* (2002: 25).

²⁰⁷ Veremos na próxima seção por que a possibilidade de ocorrerem prejuízos inesperados às empresas do setor expõe mais os consumidores do que as próprias empresas.

“(...) o que se pode afirmar, em última análise, é que existem certas atividades que, em princípio, não podem e não devem estar à livre disposição e exploração dos particulares: é o que se tem denominado de serviços públicos.

E por serem tão importantes para a coletividade, a doutrina concebeu para a sua prestação uma série de princípios jurídicos que dominam o serviço público.

Esses princípios são em número de cinco: o da generalidade (serviço igual para todos), o da eficiência (serviço sempre atualizado), o da modicidade (as tarifas devem ser razoáveis), o da cortesia (bom tratamento ao usuário), o da continuidade do serviço (permanente oferecimento do serviço)” (Mukai, 1995: 5, grifos nossos).

Em suma, por ser um serviço público, a energia elétrica deveria ter sua oferta permanentemente assegurada dada a sua essencialidade. Quanto a essa essencialidade, frise-se que ela não deriva apenas (e esse apenas já seria suficiente) do fato de que se trata de insumo fundamental cuja escassez impõe limites claros à conquista de objetivos econômicos caros à sociedade – como, por exemplo, o crescimento significativo e sustentado do PIB, da renda e do emprego – mas também da constatação de que a escassez de eletricidade impõe restrições severas aos cidadãos no que se refere à garantia de direitos fundamentais como segurança, saúde, etc.

Sendo correto o assinalado acima, faz-se necessário, então, rejeitar a posição de Pires *et all* (2002), já que neste trabalho a energia elétrica é analisada como se fosse uma mercadoria qualquer. A nosso juízo, essa abordagem se manifesta inevitavelmente no trabalho em questão na medida em que nele os autores não dão a devida importância ao fato de que, num regime concorrencial, sempre existe a possibilidade de se instaurar um quadro de escassez posto que as decisões de investimento são sujeitas à incerteza.

A quinta razão que nos leva a questionar a adequação da introdução de modelos concorrenciais no setor elétrico brasileiro se refere, novamente, às particularidades dos ativos setoriais. Trata-se da impossibilidade de que, dado o longo prazo de maturação dos investimentos, seja acionado algum mecanismo de ajuste automático entre oferta e demanda que leve à superação do quadro de escassez num período de tempo minimamente razoável.

De fato, o longo prazo dos investimentos e o caráter público do serviço em questão já seriam motivos suficientes para considerarmos inadequada a introdução do regime

competitivo no setor elétrico brasileiro. No entanto, vale a pena resgatar os eventos posteriores ao racionamento de 2001 no intuito de compreender melhor a inadequação desse regime.

Como se pôde observar no período que sucedeu a crise de 2001, a escassez de capacidade produtiva que levou ao racionamento desencadeou, ao contrário do que apregoam os mecanismos clássicos de ajuste, uma dinâmica que debilitou ainda mais o já combalido estado de confiança dos potenciais investidores. Ou seja, mais do que não terem trazido as condições para o rápido equacionamento da crise, os mecanismos de mercado trataram de adiar a perspectiva de sua superação ao desestimular ainda mais os investimentos setoriais.

Esse processo ocorreu da seguinte forma: em 2001, no início da crise, o baixo nível dos reservatórios levou ao estabelecimento de cotas máximas de consumo e à adoção de um sistema de punições – seja via tarifas, seja via corte do fornecimento – para os consumidores que não conseguissem reduzir a demanda na intensidade determinada. A partir dessa sinalização houve uma forte redução do consumo dada a sensível modificação dos hábitos dos consumidores e a queda da produção industrial resultante da frustração das expectativas relativas ao crescimento do PIB. Para se ter uma idéia da intensidade dessa redução, em Fevereiro de 2003 o consumo de energia registrava os mesmos patamares de 1999, o que significava uma sobreoferta de 7,8 mil MWh, da qual cerca de 4,0 mil MWh derivavam apenas dessa redução de consumo.²⁰⁸

Posteriormente, já no início de 2003, outro fator importante veio se somar à redução do consumo no sentido de dificultar a superação da crise no longo prazo. Trata-se da liberalização de 25% da energia velha contratada via contratos iniciais para livre negociação no MAE. Sem dúvida alguma, essa liberalização e a redução do consumo pós-acionamento foram os principais responsáveis pelo violento declínio dos preços de curto prazo e pela forte queda no faturamento das empresas.

Quanto a este último ponto, convém destacar a enorme volatilidade do preço *spot* entre 2001 e 2003: se no auge do racionamento de 2001 tal preço subiu absurdamente até atingir o teto de R\$ 684/MWh, após a redução do consumo e da liberalização da energia dos contratos iniciais, ele caiu vertiginosamente, atingindo R\$ 4/MWh em Fevereiro de

²⁰⁸ Dados obtidos no site Energy News (www.energynews.efei.br) em matéria de 09/04/2003.

2003.²⁰⁹ Como os valores pactuados nos contratos iniciais se situavam em torno de R\$ 40/MWh, patamar já considerado baixo demais pelos investidores privados dados os custos de produção da energia nova (sobretudo a de origem térmica), o que se obteve a partir de então foi mais um abalo no já alquebrado estado de confiança dos potenciais investidores. Em suma, se, por um lado, a sobra de energia permitiu o fim do racionamento poucos meses após o início do mesmo, por outro, a intensidade na qual esta se deu gerou novas dificuldades em se tratando da retomada posterior dos investimentos.

Outro efeito associado a tais eventos foi, obviamente, o forte abalo no equilíbrio econômico-financeiro das empresas de geração e o surgimento de uma nova onda de calotes.²¹⁰ Quanto a esse aspecto, convém destacar que tal abalo não resultou somente da redução do faturamento advinda da queda brusca do consumo e da liberalização da energia velha, mas também do impacto da desvalorização cambial de 2002 sobre a dívida em moeda forte das concessionárias e do maior rigor dos bancos na concessão de empréstimos às empresas do setor em função da falência fraudulenta da Enron, que lançou grande desconfiança em relação à contabilidade das mesmas.²¹¹

Em síntese, os fatos particulares verificados no período posterior ao racionamento solidificaram nosso posicionamento acerca da inadequação da estratégia de delegar à concorrência um papel de destaque na dinâmica setorial. Sem dúvida alguma, os eventos narrados acima evidenciaram que as forças de mercado podem, na verdade, agravar e adiar a possibilidade de superação das crises ao deprimir o estado de confiança dos potenciais investidores.

Concluimos a presente seção ressaltando que, independentemente das questões específicas analisadas na seção 2.2, são várias as razões que nos levam a questionar a capacidade do modelo competitivo sinalizar e induzir a expansão dos investimentos setoriais.

Em primeiro lugar, há o problema decorrente do fato do preço *spot* ser intrinsecamente e fortemente volátil e, portanto, não representar preço de referência aos

²⁰⁹ Dados extraídos do site Energy News (www.energynews.efei.br), matérias dos dias 14/02/2003 e 17/02/2003.

²¹⁰ A esse respeito são muito ilustrativas as seguintes reportagens obtidas através do site Energy News (www.energynews.efei.br): *Inadimplência no setor elétrico gera nova 'ciranda de calotes'*, de 24/02/2003; *Dívida das elétricas já ultrapassa R\$ 86 bilhões*, de 12/05/2003; e, *Setor de energia era o maior devedor dos bancos em 2002*, de 29/05/2003.

²¹¹ Tais questões serão retomadas na seção 4.

potenciais investidores. Em segundo lugar, há a constatação de que as especificidades do sistema hidrelétrico brasileiro tornam os agentes interdependentes e impõem a coordenação, o que impede a antecipação satisfatória do comportamento da demanda e da capacidade instalada de geração, variáveis de apoio muito relevantes na elaboração das estratégias individuais de investimento em regimes concorrenciais. Em terceiro lugar, existem os dilemas colocados às empresas de distribuição e geração num regime competitivo. Como vimos, se a concorrência passa a desempenhar papel central, surge a possibilidade de haver subcontratação de energia e de ocorrerem prejuízos inesperados advindos da flutuação do preço *spot*, o que, por sua vez, torna possível a manifestação de momentos de fragilização financeira e retração ou comportamento conservador dos agentes no que diz respeito aos investimentos.

Em quarto, a energia elétrica é um serviço público. Nesse caso, como estipulam os princípios legais que deveriam reger a prestação desse serviço, a possibilidade do surgimento de um quadro de escassez deve ser evitada *a priori*. Em quinto, como vimos na recente crise de 2001, não há ajuste automático de mercado nesse setor. Ao contrário, as particularidades do contexto no qual se deu a crise mostram que, de modo oposto ao que supõem os entusiastas do regime concorrencial, a crise pode ser aprofundada a partir da própria dinâmica dos mercados.

Por fim, num regime competitivo sempre há o risco dos geradores não encontrarem demandantes dispostos a pagar os preços que remuneram adequadamente as inversões realizadas. Adicionalmente, sempre há a possibilidade de surgirem restrições no sistema de transmissão que impeçam que a energia produzida encontre seu melhor mercado.²¹² A respeito desta última observação, ela é correta a nosso juízo porque, como vimos no capítulo anterior, a metodologia do planejamento da expansão do sistema de transmissão, dependendo das circunstâncias, tornava-se apenas indicativa de investimentos a serem licitados, não sendo necessariamente determinativa. Isso significa que no quadro institucional criado nos anos noventa, não havia garantias sequer para a expansão da rede de transmissão.

Em suma, diferentemente do que acreditavam os reformadores, não há tendência natural de ampliação significativa dos investimentos privados a partir da criação de um

²¹² Cf. Oliveira (2001: 217, nota de rodapé 79).

quadro de autonomia normativa, promoção da competição e privatização. Isto porque, como esperamos ter demonstrado, a promoção da concorrência a um posto de destaque no setor elétrico brasileiro traz novas e expressivas fontes de incerteza que tornam muito pouco provável a ocorrência, a todo tempo, da expansão antecipada da capacidade produtiva na intensidade suficiente para assegurar o pleno atendimento da demanda.

3.2. Outros problemas associados à orientação geral e à implementação da política de reestruturação.

Evidenciada a incapacidade do modelo competitivo orientar a expansão setorial, apresentaremos a seguir outras limitações e problemas atinentes à orientação geral e à forma específica de implementação da reestruturação dos anos noventa. Julgamos relevante cumprir esse intento, pois, como se verá, tal esforço permitirá que se compreenda melhor a amplitude da crise iniciada em 2001, os equívocos cometidos ao longo da reestruturação e a natureza dos problemas associados à introdução de modelos institucionais que delegam papel de destaque à concorrência no caso do setor elétrico brasileiro.

Organizamos a exposição da seguinte forma: de início, evidenciaremos outras limitações e problemas inerentes à estratégia geral de introdução de um modelo concorrencial no setor elétrico brasileiro. No que diz respeito a esse tema, questionaremos, em primeiro lugar, a capacidade do regime competitivo induzir reduções das tarifas no médio e longo prazos. Em segundo lugar, apontaremos de que forma a introdução desse modelo exacerba o potencial de conflito entre os interesses dos consumidores. Ainda quanto à orientação geral da reestruturação, explicitaremos, em terceiro lugar, as razões da inadequação da estratégia de desverticalização, que, como visto no segundo capítulo, era condição necessária à efetivação do padrão de concorrência idealizado pelos reformadores.

Na sequência, complementando um esforço já iniciado na seção 2.2, serão expostas outras críticas ao modo específico como foi conduzida a reestruturação. Dentre essas, destacaremos inicialmente aquelas relativas à gestão da água e à iniciativa particular de mudança da matriz energética. Posteriormente, apresentaremos as limitações das instituições oriundas da política de reestruturação e, por fim, traçaremos uma breve avaliação crítica do processo de privatizações.

Como já anunciado, a primeira questão a ser investigada diz respeito à capacidade do modelo competitivo induzir (ou não) reduções de tarifas no médio e longo prazos.²¹³ Acerca desta temática, devemos lembrar inicialmente que, diferentemente do que ocorre nos países onde predomina a geração de base térmica, no Brasil a tendência é de crescimento dos custos marginais no longo prazo²¹⁴ e, portanto, aumento das tarifas. Assim, o que se pretende discutir nas linhas que seguem é se a dinâmica trazida por um regime competitivo agiria no sentido de anular, reverter ou agravar a tendência de elevação das tarifas. Vejamos.

Inicialmente devemos recordar que a política de reestruturação reservou ao CCPE o papel de elaborar um planejamento apenas indicativo da expansão. Como se viu no segundo capítulo, supunha-se que a existência do planejamento indicativo, a formação de um ambiente competitivo e o estabelecimento da autonomia normativa seriam suficientes para orientar e estimular novas decisões privadas de investimento.

Entretanto, para além das razões já expostas acerca dos obstáculos à conquista desse objetivo, há outra questão relevante geralmente negligenciada por boa parte dos defensores do modelo competitivo. Trata-se do fato dos agentes privados sempre buscarem evitar o surgimento de capacidade ociosa não planejada, já que, caso esta se manifeste, os lucros tendem a cair, seja devido à queda dos preços de curto prazo (advinda da ampliação da capacidade de armazenamento dos reservatórios), seja devido à maior pressão exercida pelos custos fixos sobre os custos totais.²¹⁵

Como bem observa Oliveira (2001: 217 e 218), isso significa que, num mercado que não pode ser significativamente atendido por importações (como é o caso do setor elétrico nacional), torna-se mais adequado ao investidor privado ser pessimista, pois, se por um lado, a capacidade ociosa não planejada pode derrubar os preços e os lucros, por outro, a escassez da oferta tende a aumentá-los. Sendo preferível o quadro de escassez, é certo, então, que os geradores privados, num ambiente competitivo sujeito à incerteza, tenderão a assumir muitas vezes uma postura conservadora, projetando expansão menor do que a que

²¹³ Uma discussão interessante sobre a introdução da concorrência e o comportamento dos preços no caso da reestruturação inglesa pode ser encontrada no trabalho de Maciel (1995: 94 a 96).

²¹⁴ Veja seção 2.2, nota de rodapé n. 173.

²¹⁵ Note-se que a queda dos lucros advinda da retração dos preços de curto prazo só ocorre caso os geradores negociem energia no mercado *spot* e, obviamente, caso exista concorrência no segmento da comercialização de energia.

seria necessária para garantir o pleno atendimento do consumo. Assim, não existindo mecanismos internos que tragam naturalmente a expansão do investimento, nada garante que eventuais quadros de escassez tenham curta duração e não sejam recorrentes. Isso significa, portanto, que há bons motivos para se duvidar da capacidade do modelo competitivo neutralizar a tendência de aumento de tarifas presente no setor elétrico brasileiro.

Poder-se-ia contra-argumentar, entretanto, que um quadro de escassez levaria à subida dos preços de mercado, o que constituiria sinalização positiva para os agentes privados aplicarem seus recursos em novas plantas de geração. O problema desse raciocínio, porém, é não considerar que o longo prazo de maturação dos investimentos (sobretudo para as hidrelétricas) e a percepção dos agentes quanto à forte volatilidade do preço *spot* são fatores suficientes para inviabilizar esse tipo de ajuste corretivo por meio da ação das forças de mercado. Ou seja, tanto a escassez quanto o aumento inicial dos preços *spot* poderiam perfeitamente ser interpretados como movimentos reversíveis em pouco tempo caso seja razoável se esperar, por exemplo, a ocorrência futura de sucessivos períodos de intensas afluições e/ou o arrefecimento do ritmo de crescimento do consumo.

Ademais, como vimos na seção anterior, os eventos que sucederam o racionamento de 2001 representaram a negação empírica dessa proposição de ajuste automático via mercado. Ou seja, naquele contexto, o quadro de escassez foi seguido pela forte deterioração da posição financeira das empresas, o que certamente representou desestímulo extra ao investimento e não o contrário.

Adicionalmente, também foi empiricamente demonstrado naquela ocasião que a queda do preço *spot* pode ser acompanhada pela elevação das tarifas e não pela redução das mesmas. Mais especificamente, como a queda do preço *spot* geralmente traz prejuízos para boa parte dos agentes setoriais, o mais provável é que ocorra o que, de fato, ocorreu no contexto pós-acionamento: os consumidores passaram a pagar tarifas mais elevadas porque a garantia de equilíbrio econômico-financeiro presente nos contratos, a maior capacidade de pressão, bem como a possibilidade de reajustes e revisões tarifárias (num quadro de assimetria de informações e de poder) representam importantes mecanismos de proteção das empresas.²¹⁶

²¹⁶ Cf. Sauer (2001: 149).

Note-se, ainda, que a possibilidade das distribuidoras adquirirem energia de geradoras do mesmo grupo também representava mecanismo de proteção das empresas por meio do repasse dos aumentos dos preços de mercado aos consumidores. Como a compra de energia representava parcela dos custos não-gerenciáveis, a distribuidora podia repassar integralmente ao consumidor os aumentos das tarifas de suprimento até o limite do valor normativo. Isso significa que, naquele arranjo institucional, a venda de energia para distribuidoras do mesmo grupo funcionava como meio de viabilizar a produção da energia nova mais cara. Não é por outro motivo, portanto, que parte significativa dos insuficientes investimentos privados do período foi realizada por distribuidoras que passaram a atuar também no segmento da geração para reduzir seu grau de exposição às incertezas do mercado.

Não se encerram aqui, entretanto, as razões que nos levam a crer que a liberalização não atenuaria e até agravaria a tendência de crescimento das tarifas. Com efeito, como bem salienta Sauer (2002), há outras particularidades em torno da atividade de produção de energia que limitam fortemente as possibilidades dos usuários serem beneficiados pela introdução de um ambiente competitivo.

Acerca destas particularidades vale a pena recorrer novamente a uma citação do trabalho do autor em foco. Vejamos.

“As dúvidas acerca da viabilidade e efetividade da competição, como instrumento de melhoria da qualidade e de redução de preços, são relevantes. Estudos importantes (Coyle)²¹⁷ questionam, com base nas prescrições da teoria econômica e na análise de casos, a viabilidade da competição em indústrias produtoras de bens ou serviços homogêneos e indiferenciados sob condição de altos custos fixos. Trata-se exatamente da situação do setor elétrico. Não se pode diferenciar o produto pela origem (térmica, hidráulica, nuclear, usina nova ou antiga) nem pela reputação dos produtores. Os custos fixos, especialmente no caso das usinas hidráulicas, novas ou privatizadas, representam a porção mais significativa. Uma vez realizados os investimentos, parcas são as possibilidades de reduzir custos, atuando apenas na operação e na gestão, incluindo a aquisição de combustíveis. Como estratégia, resta a atuação, por diversos mecanismos, sobre o controle da oferta de energia e sobre seus preços” (Sauer, 2002: 149).

²¹⁷ Coyle (2000).

Ainda em se tratando do papel que as forças de mercado poderiam exercer no que se refere à tendência de aumento de preços, é forçoso destacar também duas observações adicionais muito importantes. A primeira já foi abordada em outras passagens. Trata-se do fato de que a estratégia de liberalização gradual da atividade de comercialização de energia elétrica (através da adoção dos contratos iniciais e da liberalização progressiva da energia velha), ao invés de ter eliminado a possibilidade de ocorrerem novos aumentos tarifários, apenas adiou e diluiu no tempo a esperada elevação dos preços. De fato, como frisa Oliveira (2001: 218), *“essa elevação ser(ia) particularmente brutal se as centrais velhas alinha(sses) seus preços atuais (na faixa dos R\$ 45,00/MWh) com o custo das novas centrais térmicas operando em regime inflexível (estimado em cerca de R\$ 100,00/MWh)”*.

Do exposto acima, conclui-se, então, que, enquanto a energia velha for mais cara que a nova, qualquer tentativa de liberalização da atividade de comercialização (imediata ou gradual) agirá no sentido de acentuar a tendência de crescimento dos preços já presente no setor elétrico nacional. Como vimos, isso ocorre porque, num ambiente concorrencial, o valor das tarifas tende a se alinhar ao custo das centrais menos competitivas.²¹⁸

A segunda observação a ser destacada é a de que a liberdade de escolha oferecida aos consumidores – liberdade esta que deveria ser um dos principais meios para se atingir a redução de preços – oculta uma armadilha. Explicando melhor, se, de um lado, os grandes consumidores podem fazer uso dessa liberdade devido às suas grandes escalas, negociando condições mais vantajosas junto às distribuidoras e aos produtores independentes, de outro, os pequenos têm efetivamente poucas possibilidades de obter benefícios efetivos.

Isto porque, também segundo Sauer (2002: 152 e 153), *“(e)stes pequenos consumidores dificilmente atrairão a atenção dos agentes comercializadores: o custo típico de aquisição e fidelização (marketing, contrato, etc.) de um cliente é estimado em R\$ 200,00. Ora, a conta média de eletricidade residencial (210 kWh/ano) situa-se em torno de R\$ 400,00 por ano. Considerando uma margem de lucro de comercializador, de 1% a 2%, seriam necessários de 25 a 50 anos para recuperar os investimentos de atração do cliente.*

²¹⁸ Segundo Sauer (2002: 150), *“o incremento estimado de 40R\$/MWh no preço de geração elétrica das usinas atuais, que produzem cerca de 300 TWh por ano, significa uma transferência de renda dos setores produtivos e residencial, consumidores de energia, para os novos controladores da geração, da ordem de 12 bilhões de reais ao ano! Eis a atratividade do modelo para os investidores e uma das explicações para pressões, especialmente dos investidores e seus prepostos em governos como o dos EUA e no Banco Mundial, para sua imediata implementação, conjugada com a privatização das usinas hidrelétricas.”*

A grande maioria dos consumidores, de renda e consumo inferiores, torna-se menos atrativa ainda. Por outro lado, para manter os maiores consumidores as distribuidoras locais (na prática, a única opção dos pequenos) tenderão a oferecer condições favoráveis e benefícios na estrutura tarifária, devidamente homologada pelo regulador em nome do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, que acabarão sendo pagos pelos pequenos. O resultado previsível, da liberdade de escolha, será o aumento da exclusão e da transferência de renda e a redução do acesso ao consumo de eletricidade”

Em suma, mais do que não atenuar ou neutralizar a tendência de aumento dos preços da eletricidade, a estratégia de promoção da concorrência acentua (sobretudo, para o caso dos pequenos consumidores), constituindo barreira adicional à conquista da universalização do acesso e da modicidade tarifária, princípios fundamentais que deveriam envolver efetivamente a oferta desse serviço público. Vale dizer, a promoção da competição a um posto de destaque na dinâmica setorial, segundo a posição aqui expressa, funciona como um mecanismo de concentração de renda.

A segunda questão referente à estratégia geral de promoção da concorrência a ser investigada se reporta aos efeitos da mesma sobre o potencial de conflito que envolve os interesses dos consumidores.

Primeiramente, lembremos que num sistema predominantemente hidráulico como o brasileiro sempre haverá a produção de energia interruptível (também chamada de energia não garantida ou secundária).²¹⁹ Este tipo de energia, na verdade, resulta da variabilidade das afluições e seu uso é mais freqüente quando a garantia de suprimento é ameaçada.

De fato, se o risco de déficit for permanentemente baixo, a capacidade instalada e o volume de água contido nos reservatórios permitirão que se garanta a energia de cada consumidor ao longo do tempo. Com isso, a demanda de um consumidor não afetará a dos

²¹⁹ “O fluxo de água que passa pelas centrais hidráulicas depende fundamentalmente do regime de chuvas. Os reservatórios das centrais procuram estocar o excesso de disponibilidade de água dos períodos chuvosos para uso nos períodos de estiagem. Contudo, existem limites econômicos para a armazenagem e, conseqüentemente, a maior parcela do volume de água que chega às centrais deve ser turbinada ou, alternativamente, vertida. A série histórica de fluxos de água em uma determinada barragem (ou grupo de barragens) permite caracterizar a quantidade de energia gerada no período mais seco (período crítico) da série histórica como garantida (isto é, com elevado grau de probabilidade de vir a estar disponível no futuro). Todo influxo de água mais elevado que o do ano crítico permite gerar uma quantidade adicional de energia, dita não garantida. Obviamente, a primeira parcela tem maior valor econômico que a segunda, sendo possível ainda distinguir, na segunda parcela, subgrupos com probabilidades distintas de disponibilidade. Cada um destes subgrupos de energia tem valor econômico também distinto” (Oliveira, 2001: 212, nota de rodapé 72).

demais e o consumo presente não afetará o consumo futuro. Por outro lado, quando o risco de déficit se torna significativo, o consumo presente afeta o consumo futuro e os interesses dos consumidores se tornam conflitantes uma vez que não há energia garantida para todos.

“Portanto, o aspecto que deveria ser preservado (...) é o alto nível de garantia. Foi justamente esse indicador que se deteriorou. Como se pretende que o planejamento seja apenas indicativo, automaticamente coloca-se em risco o nível de garantia, criando uma brutal incompatibilidade dentro do próprio sistema” (D’Araújo, 2001: 155).

Em suma, se a metodologia de planejamento não assegurar os investimentos mínimos necessários ao atendimento da demanda, surgirá inevitavelmente forte oposição entre os interesses dos consumidores no espaço e no tempo. Essa é, portanto, uma razão adicional da inadequação da iniciativa de introdução de um regime concorrencial onde a função de estimular os investimentos setoriais é transferida fundamentalmente às forças de mercado.

A terceira questão a ser discutida em se tratando da orientação geral da política de reestruturação se refere à estratégia de desverticalização e, mais especificamente, aos custos e problemas que poderiam resultar da separação estrutural dos ativos de geração, transmissão e distribuição.²²⁰

Dado que a desverticalização representava um objetivo importante da política de reestruturação²²¹, convém destacar que sua efetivação seria indesejável, em primeiro lugar, porque, sendo a rede de transmissão o elemento da cadeia produtiva que estrutura os

²²⁰ Quanto aos motivos que levaram à constituição de empresas verticalmente integradas no setor elétrico brasileiro ao longo de seu processo histórico de desenvolvimento, cabe enfatizar que, de acordo como Santana & Gomes (1999: 84), “as economias de escala, de escopo e de seqüência, o tamanho do mercado e suas elevadas taxas de crescimento, a flutuação da demanda (momentos de pico), a necessidade da modicidade das tarifas cobradas, o montante elevado dos investimentos necessários e o compromisso de longo prazo entre supridores e compradores determinaram a forma como anteriormente foram estruturadas (sic) a indústria de energia elétrica. A estrutura monopolista regulamentada e integralmente verticalizada foi definida, então, como sendo a mais adequada e eficiente para desenvolver os serviços de rede.”

Adicionalmente, segundo Santana & Oliveira (1999: 109), o predomínio de formas verticalizadas, “pela ideologia econômica de então, (...) era determinado por uma forma de organização industrial chamada de indústria de base, isto é, indústrias que tinham no desenvolvimento de outras indústrias – a montante e a jusante – sua mais importante justificativa. Neste contexto, quanto mais integradas mais eficientes seriam as organizações quanto ao cumprimento desse papel de indutor do desenvolvimento industrial. Foi dentro deste cenário que cresceu e se aprimorou a indústria de energia elétrica no Brasil.”

²²¹ Como vimos no segundo capítulo, o sucesso da iniciativa de criação de um modelo concorrencial dependia do livre acesso às redes de transmissão, que, por sua vez, dependia da separação estrutural dos ativos de geração, distribuição e transmissão controlados por várias empresas estatais verticalmente integradas.

mercados²²², “as decisões de expansão dessa rede não podem ser separadas da estratégia estatal de ocupação do espaço e de desenvolvimento dos mercados regionais” (Oliveira, 2001: 222). Isso equivale a dizer que se a política de reestruturação tivesse atingido integralmente seu objetivo inicial de desverticalizar e privatizar os ativos de transmissão, seria sensivelmente reduzida a já combalida capacidade do Estado orientar e estimular o desenvolvimento regional por meio da expansão do sistema elétrico.

A desverticalização, porém, não seria inadequada somente por trazer a redução da capacidade de intervenção estatal. A nosso juízo, ela também seria indesejável porque a partir dela surgiriam dificuldades à manutenção da necessária coordenação entre a expansão da rede básica e a ampliação do parque gerador.²²³

Em relação a esse ponto, importa ressaltar que, como a forma de interligação da rede requer forte coordenação entre os pontos da mesma, a própria eficiência operacional das usinas torna-se dependente da capacidade do sistema de transmissão realizar inúmeras e intensas trocas físicas de energia entre várias regiões do país. Assim, haveria uma notável complementaridade entre os segmentos de geração e transmissão que justificaria a integração vertical e a caracterização de monopólio natural também para o segmento de geração de energia.²²⁴

No Brasil, essa complementaridade certamente seria mais evidente dado o perfil predominantemente hidrelétrico do parque gerador. Como muitas usinas se localizam longe dos centros de carga, as redes de transmissão são utilizadas para a otimização dos recursos energéticos através da “(...) transferência (indireta) de água entre reservatórios. Desse modo, a expansão do sistema de transmissão é uma atividade que depende fundamentalmente da configuração do parque gerador, o que acentua a complementaridade operacional e de investimentos” (Santana & Oliveira, 1999a: 114).

²²² Segundo Oliveira (2001: 222), é a expansão da rede de transmissão que viabiliza a entrada de novas centrais no mercado, garantindo às várias regiões o acesso à energia elétrica e, permitindo, desse modo a expansão da atividade econômica.

²²³ Convém resgatar que, independentemente da desverticalização efetiva de grande parte das empresas do setor, a reestruturação introduziu o risco de haver divergência entre as trajetórias de crescimento desses dois segmentos, dada a própria institucionalidade originada nos anos noventa. Isto seria correto uma vez que, como vimos no segundo capítulo, foram definidas duas metodologias distintas e equivocadas de planejamento de expansão: para a rede de transmissão foi definido um planejamento determinativo que, dependendo das circunstâncias, tornava-se apenas indicativo; já no que se refere ao segmento da geração, o planejamento era sempre (e apenas) indicativo.

²²⁴ Cf. Santana & Oliveira (1999a: 110 e 114)

Ainda em relação a esse tema, é interessante notar que observações similares são feitas por D'Araújo (2001: 154) na seguinte passagem: *“o sistema de mercado pressupõe que a rede de transmissão seja neutra em relação à geração. No Brasil, essa característica teve que ser imposta ‘por decreto’. Na realidade, pelas características hídricas do sistema, a transmissão afeta a quantidade de energia garantida ofertada pelas usinas, uma vez que ela é capaz de transferir grandes recursos hídricos (energia) entre regiões. Principalmente os links entre regiões de hidroalocidades distintas acrescentam grande energia garantida às usinas do sistema, não sendo portanto neutros em relação à quantidade do produto ofertado.”*

A desverticalização também seria indesejável, em terceiro lugar, e de acordo com Sauer (2002: 142), porque ela, além de trazer perdas de escala e escopo que afetariam custos e capacidade de modernização tecnológica das empresas, reduziria o porte das empresas, criando dificuldades adicionais em momentos de tomada de financiamentos. Adicionalmente, segundo D'Araújo (2001: 154), a separação estrutural de ativos ainda poderia fazer com que a atividade da transmissão, sob controle estatal, não mais obtivesse remuneração suficiente para viabilizar novas inversões posto que esta atividade possivelmente não se beneficiaria dos ganhos energéticos viabilizados pelo transporte da energia.

Em quarto lugar, a separação estrutural dos ativos das empresas verticalizadas não seria pertinente porque, surgindo várias empresas de menor porte, seria inviabilizada a perspectiva de formação de atores nacionais capazes de atuar no plano internacional. De acordo com Sauer (2002: 191), *“(a) constituição de atores globais brasileiros, escorados no mercado interno, permitiria ocupar maiores espaços no mercado externo. Abrir-se-iam alternativas econômico-empresariais para minimizar os impactos da reestruturação internacional sobre a economia brasileira, com diferentes impactos nos níveis micro e macroempresarial:*

- *viabilizando encadeamentos industriais indutores da competitividade;*
- *implantando novos paradigmas de gestão empresarial;*
- *alavancando o fornecimento de serviços e equipamentos nacionais;*
- *dinamizando a economia interna e criando empregos.”*

Finalmente, em quinto lugar, a desverticalização seria indesejável por induzir as empresas locais a caminhar no sentido oposto ao que vem sendo trilhado pelas empresas internacionais atuantes nesse setor. Isto porque, também segundo Sauer (2002: 142), “*o movimento mundial das empresas de serviços de infra-estrutura caminha na direção da integração horizontal, buscando abranger várias modalidades, eletricidade, água e esgotos, gás natural, telecomunicações, e vertical, buscando controlar as etapas da cadeia produtiva (produção, transporte, distribuição e comercialização).*”²²⁵

Em síntese, a análise das especificidades dos ativos setoriais evidencia que os efeitos adversos relacionados à desverticalização seriam muito significativos. Como vimos, dado que tais efeitos envolvem, além da deterioração da capacidade de intervenção estatal, questões estratégicas para o bom desempenho do setor no curto e no longo prazo, novamente fica comprovada a inadequação da estratégia de implantação de um modelo concorrencial no setor elétrico brasileiro.

Expostos os argumentos adicionais acerca dos limites inerentes à estratégia geral de introdução de um modelo concorrencial, passemos à análise de outros problemas e limitações associados à forma de implementação da reestruturação dos anos noventa.

O primeiro desses problemas diz respeito à gestão da água. Em se tratando dessa questão, devemos recordar que a decisão acerca do momento adequado para o uso da água contida nos reservatórios é uma das questões centrais da operação de um sistema hidrelétrico.²²⁶ Como vimos, tal decisão depende, entre outros fatores, das expectativas quanto à evolução da demanda e da pluviometria. Além disso, como também já destacado, a interdependência dos geradores impõe a coordenação central do despacho para que ocorra o melhor aproveitamento dos recursos energéticos ao longo do tempo.

No caso da reestruturação brasileira, vimos na seção 2.2 que a gestão da água continuou sendo determinada por modelos operados pelo setor elétrico, modelos estes que acabaram gerando preços desconectados das condições reais do mercado. O que ainda não enfatizamos, porém, foi o fato de que tais modelos passaram a ser operados pelos agentes privados (ONS e Asmae) sob a alegação de que os geradores poderiam obter significativa perda financeira se a coordenação não permanecesse centralizada e sob o controle dos

²²⁵ A respeito das estratégias de verticalização de empresas internacionais atuantes no setor, veja também Oliveira e Tolmasquim (2000: 111 e 112).

²²⁶ Cf. Oliveira (2001: 215).

agentes setoriais. Embora a defesa da coordenação e da centralização seja correta a nosso juízo, o que se percebeu, no entanto, a partir da experiência brasileira foi que “(a) *miopia dos agentes, principalmente no que se refere à complementaridade hidrológica entre bacias, produzi(u) perda de substancial quantidade de energia nos vertedouros pela incapacidade de os mecanismos de mercado promoverem a necessária coordenação no uso da água*” (Oliveira, 2001: 222).

Os problemas gerados a partir da transferência da gestão da água aos agentes privados, porém, não se resumem ao esgotamento dos reservatórios que esteve na origem do racionamento de 2001. Outra consequência adversa dessa transferência de atribuições foi a criação de obstáculos à ampliação do restrito parque de centrais térmicas flexíveis do sistema brasileiro.

Para que se possa compreender adequadamente a relevância desse fato e como foram introduzidos tais obstáculos, vejamos inicialmente como operam tais centrais e qual papel elas poderiam desempenhar num sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro.

As centrais térmicas flexíveis são aquelas que operam de forma complementar ao conjunto das usinas hidrelétricas do sistema interligado. Em termos bastante sintéticos, elas funcionam como sobreoferta de capacidade, ou seja, despacham energia apenas quando, em função da redução significativa dos níveis dos reservatórios – seja devido à sucessão de períodos de baixas afluições, seja devido ao intenso crescimento do consumo ou baixos investimentos –, o valor da água disponível se torna superior ao valor dos combustíveis que as movem.

Isso posto, é certo, então, que a expansão do parque de térmicas flexíveis permitiria não apenas que se economizasse a valiosa água dos reservatórios quando esta fosse bastante escassa, mas também que se diminuísse o consumo de combustíveis do conjunto das térmicas do sistema quando a água fosse abundante. Em síntese, o crescimento do restrito parque de geradoras térmicas flexíveis aumentaria a racionalidade do sistema em se tratando do aproveitamento das fontes energéticas ao elevar os graus de liberdade de operação do sistema interligado.

Feita essa observação inicial, passemos, então, à análise dos obstáculos trazidos pela reestruturação à expansão das termelétricas flexíveis.

A primeira barreira posta à expansão das centrais térmicas flexíveis está associada aos modelos utilizados para decidir quanto ao uso da água. Além de não contemplarem as necessidades de diversos usuários²²⁷, tais modelos, como vimos, produziram resultados irrealistas. Como eram tais modelos que decidiam o uso da água dos reservatórios, sua precificação e a complementação térmica, foi introduzido um desestímulo à expansão de termelétricas flexíveis porque, sendo equivocada a sinalização de preços, tornava-se impossível analisar adequadamente o fluxo de caixa de novos projetos desse tipo.

O segundo obstáculo à expansão das térmicas flexíveis resultou do estabelecimento de um contrato do tipo *take or pay* com os fornecedores de gás natural da Bolívia.²²⁸ Como nesse tipo de contrato os proprietários das usinas termelétricas se comprometem a pagar um valor fixo pelo uso do gasoduto, mesmo que não tenham consumido todo o gás disponibilizado, foi praticamente bloqueada a expansão de centrais térmicas flexíveis. Este foi, portanto, outro erro fundamental cometido durante a reestruturação, uma vez que, como exposto acima, o bloqueio à expansão de centrais térmicas flexíveis impede que a operação do sistema predominantemente hidráulico ganhe mais flexibilidade e racionalidade.

As questões referentes à gestão da água e ao bloqueio à expansão de térmicas flexíveis nos remetem à discussão de um segundo problema relativo à forma de implementação da política de reestruturação. Referimo-nos à iniciativa de se promover uma alteração profunda na matriz energética nacional através da significativa ampliação de centrais térmicas inflexíveis. Passemos à análise desse tema.

Com relação à matriz energética, frisamos desde logo que, afora a já destacada relevância da expansão do parque de térmicas flexíveis como ‘sobreoferta’ do sistema predominantemente hidráulico, o mais correto, a nosso juízo, seria explorar o potencial hidrelétrico ainda disponível²²⁹ uma vez que tal opção oferece inúmeras vantagens se comparada à opção das térmicas inflexíveis construídas nos últimos anos.²³⁰

²²⁷ “Na Noruega, por exemplo, foram formados comitês para cada bacia hidrográfica, que estruturam regras para o uso do fluxo de água, levando em conta os seus múltiplos usuários - abastecimento humano, usos agropecuários, lazer, navegação, etc.” (Oliveira, 2001: 215).

²²⁸ Cf. Bielschowsky (2002: 98).

²²⁹ Acerca do potencial hidrelétrico inventariado, estimado e total, veja Sauer (2002: 210).

²³⁰ Embora a discussão das vantagens e desvantagens referentes a outras opções energéticas (biomassa, eólica, nuclear, etc) seja pertinente, nos restringiremos à discussão das alternativas hidráulica (a predominante) e térmica (a preferida dos promotores da reestruturação) para não fugir aos objetivos fundamentais deste trabalho.

Em primeiro lugar, além de depender de uma fonte renovável (a água dos rios e das chuvas), de possibilitar a regularização dos cursos dos rios, gerar muitos empregos não-qualificados e viabilizar a irrigação²³¹, os aproveitamentos hidrelétricos podem contribuir para a racionalização do uso da água, recurso natural progressivamente escasso. Isto porque, se tais empreendimentos forem corretamente projetados e implantados, podem ser criadas as bases de um planejamento integrado do uso das diversas bacias hidrográficas.²³²

Em segundo lugar, segundo Soares (2001: 289), as tecnologias e conhecimentos exigidos na elaboração de projetos, implantação e operação das usinas hidrelétricas são fundamentalmente nacionais. Isto significa que os investimentos em tais centrais não pressionam significativamente a balança comercial do país, o que não deixa de ser um aspecto bastante positivo devido à manifestação recorrente da restrição externa ao crescimento da economia brasileira.

O mesmo, porém, não se verifica no caso das térmicas, pois estas, até o momento, ainda demandam vultosas importações de combustíveis e equipamentos.²³³ A esse respeito, Sauer (2002: 204 e 205) adverte que as remessas de divisas associadas ao PPT *“pod(iam) ser estimadas em cerca de 1,6 bilhão de dólares anuais, para importação de gás natural e 700 milhões para amortização anual dos equipamentos importados no valor de aproximadamente US\$ 10 bilhões”*.²³⁴

A terceira vantagem da opção hidrelétrica em relação à térmica se refere às questões ambientais. Acerca dessa temática, D’Araújo (2001: 158) esclarece que centrais térmicas são grandes consumidoras de água limpa. *“Uma usina de 600 MW consome 600.000 litros de água por hora. Há que se refletir como se dará esse consumo em cidades já carentes de abastecimento, como São Paulo.”* Ainda em se tratando de questões ambientais, também é preciso frisar que, diferentemente das hidrelétricas, que são movidas por recursos naturais progressivamente escassos mas renováveis, as centrais térmicas emitem gases de efeito estufa, *“reduzindo a posição de barganha (do Brasil) nas negociações internacionais sobre mudanças climáticas”* (Sauer, 2002: 205).²³⁵

²³¹ Cf. Oliveira (2001: 211, nota de rodapé n. 66).

²³² Cf. Soares (2001: 288).

²³³ Cf. Oliveira (2001: 211).

²³⁴ As recentes descobertas de gás na Bacia de Santos certamente atenuaram esse quadro.

²³⁵ Sobre as estimativas de emissões decorrentes do PPT, veja Sauer (2002: 206).

Por outro lado, é sabido que usinas hidrelétricas também podem gerar impactos ambientais e sociais²³⁶ resultantes do alagamento de amplas áreas. No entanto, “*(é) possível evitar, ou reduzir drasticamente, os ‘desastres ecológicos’ (e sociais) decorrentes dos alagamentos de grandes dimensões e com pequenas profundidades, provocados por barramentos de cursos d’água em regiões de baixa altitude e com relevos pouco acidentados, como é o caso da bacia Amazônica*” (Soares, 2001: 288).²³⁷

O quarto fator a tornar mais interessante a opção hidráulica já foi apresentado em passagens anteriores e diz respeito a uma especificidade nacional que confere ao sistema elétrico brasileiro uma qualidade absolutamente notável. Trata-se da ampla disponibilidade de água no território nacional e da forte diversidade hidrológica das bacias, que permitem elevar significativamente o valor econômico da energia produzida dada a integração do sistema por extensas linhas de transmissão. Com relação a esse tema, poder-se-ia destacar, seguindo Oliveira (2001: 212, nota de rodapé 70), que o uso coordenado da água armazenada nos diversos reservatórios possibilita aumentar a energia garantida em nada menos do que 24% no sistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste e em cerca 14% no sistema Norte-Nordeste.

Na verdade, é a particularidade citada acima e o uso de uma fonte energética renovável e gratuita (a água) que permitem que as usinas hidrelétricas gerem energia a um custo significativamente inferior ao das centrais térmicas. Em 2001, por exemplo, enquanto a energia basicamente hidrelétrica gerada por FURNAS custava, em média, cerca de US\$ 20,00/MWh, estimava-se que o preço médio do MWh das novas centrais térmicas totalizava US\$ 40,00.²³⁸ Também é importante lembrar mais uma vez que, além de baixo, o custo da energia hidráulica é decrescente na medida em que são amortizados os custos iniciais. Assim, usinas mais antigas como, por exemplo, as de FURNAS situadas no rio

²³⁶ A existência do Movimento dos Atingidos pelas Barragens e de conflitos envolvendo grupos indígenas e agricultores, são a prova concreta disso.

²³⁷ Como já sugerimos em nota anterior, também é possível (e, segundo nossa posição, necessário) incorporar os custos ambientais e sociais como custos do empreendimento no momento de avaliar sua viabilidade. Ou seja, não estamos defendendo que se explore o potencial hidrelétrico remanescente em detrimento do interesse das populações atingidas e de questões ambientais e sem que sejam chamados ao debate todos os envolvidos nessa questão, vale dizer, as populações atingidas pelas obras, os ambientalistas e outras instituições responsáveis pelo encaminhamento das discussões acerca do uso das águas (como a ANA, por exemplo).

²³⁸ Cf. Rosa (2001c: 134)

Grande (Marimbondo, Porto Colômbia, Estreito e Peixoto), podem gerar eletricidade a um custo direto e médio de apenas R\$ 5,00 por MWh.²³⁹

Em suma, os fatores acima listados apontam inequivocamente para a inadequação da estratégia pouco criteriosa de ampliação do parque de termelétricas, vale dizer, da iniciativa de expansão do parque de térmicas inflexíveis que operam em regime de concorrência com o parque hidráulico. Como esperamos ter demonstrado, se essa estratégia for retomada em algum momento, a expansão do parque gerador deixará de obedecer à lógica da expansão pelo menor custo, que, a despeito dos problemas levantados no primeiro capítulo, sempre norteou o planejamento setorial à época do modelo estatal.

Além disso, se numa eventual expansão de termelétricas predominarem centrais inflexíveis, como as poucas que emanaram do PPT, voltaremos a observar algo inusitado: em momentos de grande afluência se pagará caro pela eletricidade de origem térmica enquanto as hidrelétricas vertem água e deixam de gerar energia interruptível mais barata. Adicionalmente, se for retomada essa estratégia de transformação da matriz energética e consolidação do regime concorrencial, seremos o único país de base predominantemente hidráulica a ter os preços da energia atrelados ao petróleo e ao dólar²⁴⁰, já que, num ambiente competitivo o preço da energia tende a se alinhar ao custo da energia gerada pela central menos eficiente.²⁴¹

Postas essas considerações, passemos ao penúltimo tópico dessa seção. Ou seja, vejamos mais de perto as principais limitações das instituições criadas durante a reestruturação.

No que diz respeito à ANEEL, além dos desafios já apontados no segundo capítulo²⁴², havia outros entraves ao bom desempenho de suas funções. Sem dúvida alguma, como veremos logo abaixo, tais entraves contribuíram para que a autonomia formal concedida à agência fosse insuficiente para garantir à mesma a adequada capacidade de atuação.

²³⁹ Cf. Soares (2001: 289)

²⁴⁰ Cf. D'Araújo (2001: 159).

²⁴¹ Por outro lado, como já destacamos em outras passagens, o maior prazo para amortização dos investimentos em hidrelétricas é uma desvantagem dessa alternativa face à opção térmica. Ademais, como também já evidenciado, as centrais térmicas constituem, em tese, opções de investimento mais adaptáveis à estrutura de financiamento denominada *project finance*. Abordaremos essa questão na seção 4.

²⁴² Tais desafios foram expostos por Pires (2000) e se relacionavam à falta de tradição regulatória e de pessoal qualificado e ao fato da agência ter sido criada após o início da reestruturação, o que dificultou sua afirmação como entidade fiscalizadora e regulatória.

A nosso juízo, isso se deu, em primeiro lugar, em razão do desbalanceamento entre as capacidades de ação e pressão dos agentes setoriais, questão muito relevante assinalada por Oliveira & Tolmasquim (2000: 104). Segundo estes autores, esse desbalanceamento envolvia, de um lado, as empresas e, de outro, os consumidores e a agência reguladora. Em síntese, ele significa que os problemas de implantação da agência²⁴³, a pouca experiência regulatória existente no país e a ausência de maturidade dos consumidores no exercício de seus direitos contrastavam com a clareza de objetivos, a grande experiência acumulada e a significativa capacidade financeira e econômica dos grupos privados. Portanto, dado esse desequilíbrio, foi seriamente comprometida a capacidade de acompanhamento e antecipação, pelo regulador, das estratégias e ações das empresas do setor.

Um segundo fator a dificultar a ação da agência foi a falta de especificação legal quanto à sua forma de atuação, outro problema relevante identificado por Oliveira & Tolmasquim (2000) e que era, na melhor das hipóteses, um problema típico do momento imediatamente posterior ao da criação da agência. Vale dizer, *“(f)oram definidos princípios gerais, cuja preocupação central (nobre por sinal) versa sobre a conduta interna do órgão, entretanto, sem atentar para a questão de como a agência deve (e vai) atuar perante os agentes de mercado. Como analogia seria como se o Banco Central Brasileiro não tivesse uma estratégia de condução da política monetária e cambial brasileira, atuando depois da atuação dos agentes de mercado, ou seja ‘a reboque’ do Mercado”* (Oliveira & Tolmasquim, 2000: 106).

Também é importante frisar que a falta de especificação acima tratada se revestia da maior relevância dado o caráter público do serviço em questão e a natureza dos objetivos centrais das empresas privadas. Explicando melhor, *“o modelo de reestruturação aplicado ao setor elétrico, que adotou a privatização como um de seus pilares, demanda(va), por parte da sociedade, um alto grau de responsabilidade na fiscalização e questionamento do processo, pois o fim primordial dos ‘atores do mercado’ não é prestar serviços à comunidade, mas sim obter excedentes econômicos, segundo a lógica do capital, sempre objetivando a lucratividade. Os serviços, neste caso, não são prestados conforme os*

²⁴³ Alguns dos problemas de implantação foram a falta de recursos humanos e financeiros adequados e o surgimento tardio da agência em relação ao início da construção do marco regulatório e às privatizações.

valores e fins da comunidade, mas são considerados ‘meios’ ou ‘instrumentos’ para o alcance de máximas margens de lucro” (Sauer, 2002: 166 e 168).

Retomando a questão do desbalanceamento de poderes, poder-se-ia citar os reajustes e revisões tarifárias como uma primeira demonstração empírica da permanência de restrições desse tipo à atuação da ANEEL no período mais recente. Como adverte Sauer (2002: 221), *“uma análise (...) da atuação prática das agências, confirma que sua principal função tem sido proteger os investidores nacionais e internacionais, assegurando um ambiente favorável, em termos de garantia de preços e tarifas, para a rentabilização dos investimentos. Os aumentos tarifários ocorridos desde o início da reestruturação, superiores a 80% no setor residencial e 20% nos setores produtivos, acima da inflação, combinados com as perspectivas de aumentos adicionais, à medida que o mercado competitivo e a liberalização dos preços se concretizar, comprovam esta característica.”*

A segunda demonstração da permanência do desbalanceamento de poderes no passado mais recente diz respeito à dificuldade de acompanhamento das condutas das empresas do setor pela ANEEL. Como noticiado recentemente pela imprensa, importante trabalho do Tribunal de Contas da União (BRASIL/Tribunal de Contas da União, 2004) demonstrou que, por meio de diversas manobras contábeis, dirigentes de várias empresas do setor freqüentemente destinavam recursos do caixa das concessionárias para outros negócios privados de interesse exclusivo dos grupos controladores.²⁴⁴ Dessa feita, tais negócios acabavam escapando ao controle da ANEEL, que ficava impedida de avaliar a real situação econômico-financeira das empresas e evitar que recursos arrecadados junto aos consumidores financiassem atividades privadas que não estavam ligadas à natureza da concessão.²⁴⁵ Atesta-se, dessa forma, a incapacidade da agência atuar na promoção e em defesa do interesse público, não apenas no momento imediatamente posterior à sua criação, mas também no período mais recente.

²⁴⁴ Veja a esse respeito a matéria *‘Batalha amazônica’*, disponível na revista CartaCapital, n.294 de 9 de Junho de 2004.

²⁴⁵ Dentre os destinos dos recursos recolhidos junto aos consumidores destacaram-se aplicações em paraísos fiscais, investimentos em serviços de internet e outros empreendimentos em geração de energia. Dentre as empresas que utilizaram tais expedientes, destaque-se a CEMAT (controlada pela Caiuá Serviços de Eletricidade), a ENERSUL (controlada pelo grupo EDP), a CELPA (grupo REDE), a COSERN (grupo Guaraniana), a ESCELSA (grupo EDP), a ELEKTRO (grupo ENRON/EPC), a CEMIG (Mirant/Opportunity/AES), a ELETROPAULO (grupo AES) e a LIGHT (grupo EDF).

Resta enfatizar ainda no que se refere à ANEEL que a baixa capacidade desta entidade cumprir adequadamente suas atribuições no período imediatamente posterior à sua criação²⁴⁶ não resultou apenas do desbalanceamento de poderes, da baixa capacitação técnico-operacional e da falta de especificação legal quanto à forma de sua atuação, mas também da reduzida independência do seu corpo de funcionários. Como bem advertem Santana & Oliveira (1999b: 61), esta baixa independência resultava do fato de alguns dos principais funcionários da agência reguladora manterem algum tipo de vínculo profissional²⁴⁷ com empresas elétricas que deveriam regular. Como em muitos casos as empresas privadas assumiam até mesmo as despesas de manutenção de tais funcionários, a separação entre interesses de regulador e regulado teria se tornado muito difícil na prática.

Passando à análise das limitações da metodologia de planejamento, podemos inicialmente sublinhar que, afora as críticas já traçadas²⁴⁸, o fato de que o planejamento da expansão do sistema de transmissão era longo e complexo acabou por ampliar o risco de surgir uma descoordenação entre a disponibilidade (e a capacidade) dos ativos de transmissão e o momento da entrada em operação de uma nova central. Desse modo, a metodologia de planejamento em foco, ao não assegurar plenamente, e no devido tempo, a expansão do sistema de transmissão, acabava se tornando mais um desestímulo às decisões privadas de investimento em geração, pois, *“(d)ependendo das circunstâncias, esse risco pod(ia) impactar significativamente o fluxo de caixa do projeto, inviabilizando sua execução”* (Oliveira, 2001: 217).

Em relação ao CCPE²⁴⁹, Oliveira (2001: 206 e 207) acrescenta que, após o desmonte da equipe de planejamento da ELETROBRÁS (GCPS), o Ministério de Minas e Energia não foi reforçado com os recursos humanos e financeiros que pudessem viabilizar o bom funcionamento dessa nova instituição. Isso explica, portanto, o fato do CCPE ter se mostrado virtualmente inoperante até 2001, ano do apagão. Dentre as conseqüências desse

²⁴⁶ Interessa aos nossos propósitos investigar, sobretudo, os obstáculos à atuação da ANEEL que estavam colocados no momento posterior à sua criação uma vez que estes representariam lacunas da política de reestruturação.

²⁴⁷ Exemplos nesse sentido seriam as atividades de consultoria e o desligamento temporário de funcionários da ANEEL para exercício de funções remuneradas nas empresas do setor.

²⁴⁸ Referimo-nos ao caráter meramente indicativo do planejamento da expansão do segmento de geração e ao fato de que o caráter determinativo do planejamento da expansão no segmento da transmissão, dependendo das circunstâncias, tornava-se também apenas indicativo.

²⁴⁹ Como vimos no segundo capítulo, o CCPE foi criado para ser a instituição responsável pela elaboração do planejamento setorial.

evento, interessa ressaltar a descontinuidade na elaboração de importantes trabalhos como os estudos aprofundados sobre as alternativas de expansão²⁵⁰, os Planos Decenais, o Plano Nacional de Energia Elétrica (PNEE), bem como o anunciado plano indicativo.²⁵¹

Como no caso do CCPE, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) também permaneceu praticamente inativo até a crise, deixando de exercer um papel articulador importante que poderia ter minimizado os efeitos da mesma. De acordo com Oliveira (2001: 207), essa instituição fez sua primeira reunião apenas ao final do ano 2000, ou seja, poucos meses antes da crise de 2001. Tal fato, além de evidenciar a pouca importância atribuída ao planejamento setorial, representou sério problema, pois, como demonstrou a experiência do racionamento e a própria Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico (GCE, 2001), não havia sequer responsabilidades e procedimentos bem definidos, seja para a sinalização dos problemas de suprimento, seja para a recomendação de medidas emergenciais de redução de consumo.²⁵²

Ainda em relação ao CCPE, é preciso evidenciar ainda as justas preocupações que surgiram quanto à participação de atores privados no seu Conselho Diretor e, mais especificamente, quanto à influência desses atores na definição das futuras ações dessa instituição. Dado que os agentes privados são detentores de inegável clareza de objetivos e elevada capacidade de defesa de seus interesses, temia-se, por exemplo, que *“suas reivindicações e interesses acab(assem) sancionados pelo Estado, sob a forma de plano indicativo. Como resultado, as alternativas de aumentar a oferta de energia – de maior capilaridade na economia nacional, por preservarem cadeias produtivas eficientes, tecnologia e emprego – como a cogeração (...), o potencial hidroenergético remanescente, (...) as pequenas centrais hidrelétricas, a racionalização do uso de energia (...) (poderiam) não encontr(ar) espaço compatível com sua importância para a sociedade”* (Sauer, 2002: 221).

Preocupação semelhante também existia em relação ao ONS. Como tal instituição também assumiu a forma de um condomínio privado com capacidade de operar o sistema maximizando seus próprios ganhos, agora privatizados, o temor maior era que essa

²⁵⁰ Cf. D’Araújo (2001: 160).

²⁵¹ Cf. Mello (2001: 258).

²⁵² Cf. Pires *et alli* (2002: 15).

maximização pudesse se dar em detrimento de outras prioridades para os usos múltiplos da água, como a irrigação, a regularização dos cursos dos rios, etc.²⁵³

No que diz respeito ao MAE, deve-se sublinhar uma vez mais sua inegável incapacidade de sinalizar adequadamente preços e quantidades que pudessem balizar decisões de longo prazo, e isto não apenas devido aos problemas dos modelos computacionais que calculavam o preço *spot*, como também devido ao comportamento inerentemente volátil desse preço. Sem dúvida alguma, essa incapacidade fez com que *“(o)s próprios integrantes dessa entidade passa(ssen) a desconsiderá-la. As distribuidoras, temerosas dos valores estimados para o preço do MWh (...), passa(ram) a negociar entre si, fora das regras daquele mercado atacadista (...), que assusta(va) a todos com uma previsão de R\$ 2.200 por MWh, para dezembro de 2002”* (Mello, 2001: 264).

Em síntese, eram variados e significativos os problemas referentes às instituições originadas da política de reestruturação. Tais problemas, como esperamos ter demonstrado, se explicavam não apenas pela juventude do arcabouço institucional inaugurado pela reestruturação, mas também pelas limitações estruturais das instituições analisadas, pela omissão do governo ao não ter criado todas as condições para a adequada atuação das mesmas e pelo provável direcionamento das ações regulatórias em favor de interesses privados, dados tanto o desbalanceamento de capacidades de atuação e pressão dos agentes públicos e privados, como a presença destes em várias dessas esferas institucionais.

Analisadas as limitações das principais instituições do arcabouço regulatório setorial inaugurado nos anos noventa, passemos à discussão que encerra a presente seção. Ou seja, vejamos, de forma bastante sumária, algumas notas críticas referentes ao processo de privatizações do setor elétrico brasileiro, posto ser este um componente importante da política de reestruturação.

A nosso juízo, as críticas ao processo de privatizações podem ser divididas em dois tipos: aquelas que se referem à condução do processo²⁵⁴ e as que buscam ressaltar alguns problemas estruturais associados ao mesmo, questionando, assim, sua pertinência. Embora ambos sejam relevantes, concentraremos nossa exposição no segundo tipo de críticas uma

²⁵³ Cf. Sauer (2002: 222).

²⁵⁴ Algumas críticas quanto à condução do processo de privatizações já foram citadas sumariamente no segundo capítulo. Como vimos, elas dizem respeito ao papel das instituições públicas (BNDES e Fundos de Pensão) na viabilização dos leilões de privatização e financiamento dos compradores, à limitada relevância dos ágios obtidos nos leilões e ao uso das chamadas “moedas podres” para a aquisição das empresas estatais.

vez que nosso objetivo ao abordar esse tema é, basicamente, evidenciar outras limitações da política de reestruturação e da visão que a defende.

Um grupo importante de implicações adversas do processo de privatizações se relaciona ao Balanço de Pagamentos, à produção nacional de bens de capital e à consolidação de uma engenharia nacional de ponta. Com relação ao Balanço de Pagamentos, devemos enfatizar, de início, que a transferência do controle acionário das empresas do setor para grupos privados estrangeiros trouxe uma tendência de crescimento das importações e das remessas de lucros e dividendos.

A respeito dessa tendência, é ilustrativo o fato apontado por Sauer (2002: 191, nota de rodapé 43), segundo o qual *“(d)o total de investimentos feitos pela LIGHT em 1997, pelo menos 60% foram de produtos adquiridos da França, país sede do seu principal controlador. Tais investimentos estão se dando sob contratos turn key onde tudo já vem pronto via Argentina, sem nenhum parâmetro de preço verdadeiro. Além disso, os novos controladores enfatizaram o retorno aos acionistas, distribuindo 100% de dividendos sobre os lucros de 1996 e 1997.”*

Ainda em relação à tendência de fragilização das contas externas, também merece destaque a constatação da sua intensificação em períodos de crise. Exemplos interessantes nesse sentido foram levantados por Soares (2001: 299), que identificou expansão das remessas de dividendos em meio ao quadro de redução do faturamento das empresas e crise financeira após o racionamento de 2001. Segundo este autor, *“esse procedimento te(ria) sido generalizado, sendo de se destacar, pela magnitude, as distribuições feitas pela COELBA, pela LIGHT e pela CEMIG (neste último caso, no período de 1997 a 1999, quando o controle acionário esteve compartilhado pelo governo de Minas Gerais com o ‘sócio estratégico’ estrangeiro).”*²⁵⁵ Também seria interessante destacar em se tratando dessa questão o caso *“da AES, controladora da ELETROPAULO, que remeteu lucros para sua matriz norte-americana enquanto contabilizava prejuízos em seu balanço e, por isso, não pagou o BNDES”* (Oliveira, 2003: 6, nota de rodapé 6), que havia financiado a operação de compra da estatal.

²⁵⁵ É interessante notar a esse respeito que, como vimos no primeiro capítulo, a tendência em questão era muito comum antes da intervenção estatal no setor elétrico brasileiro, quando era marcante a presença de atores estrangeiros no controle dos ativos de geração e distribuição.

Sendo corretos os apontamentos acerca da tendência de fragilização das contas externas a partir das privatizações, certa também seria a manifestação de outros impactos associados a tal tendência. Dentre estes, certamente devemos sublinhar as dificuldades colocadas à consolidação de uma engenharia nacional de ponta (potencial exportadora de equipamentos, tecnologias e insumos) em função do crescimento expressivo das importações provenientes dos países de origem dos grupos controladores, bem como a redução da produção nacional de bens de capital e seus efeitos diretos e indiretos sobre o nível de emprego.²⁵⁶

Em suma, a verificação desses fenômenos e tendências nos leva a concluir que um efeito adicional da reestruturação dos anos noventa foi o comprometimento de uma importante função exercida pelo setor elétrico brasileiro durante a vigência do modelo estatal. Referimo-nos ao comprometimento da capacidade do setor induzir o desenvolvimento de outras indústrias e incentivar a ampliação do nível de renda e de emprego.

A última implicação adversa das privatizações a ser evidenciada se refere à chamada ‘privatização da renda hidráulica’. Entendendo-se renda hidráulica como a diferença entre o custo e o preço de venda da energia²⁵⁷, importa ressaltar que a aquisição de ativos estatais de geração altamente competitivos – casos da GERASUL e da CESP – por grupos privados nacionais e estrangeiros fez com que os agentes estatais perdessem importante fonte de rentabilidade que, em tese, poderia alavancar outros investimentos de acordo com o interesse público. Isso significa, portanto, que a perspectiva de alienação desses e de outros ativos de geração estatais, além de funcionar como desestímulo ao investimento privado (como vimos na seção 2), representava mais uma ameaça de desmonte da capacidade de intervenção estatal no setor de energia elétrica em benefício dos agentes privados adquirentes de tais ativos.

Passando às conclusões da seção, deve-se frisar que as questões discutidas acima se revestem da maior importância na medida em que mostram a gravidade da crise iniciada em 2001, as limitações da política de reestruturação e a inconveniência da estratégia de introdução de um modelo concorrencial no setor elétrico brasileiro. Espera-se, portanto, que

²⁵⁶ Cf. Sauer (2002: 191).

²⁵⁷ Cf. Sauer (2002: 210).

a argumentação exposta tenha evidenciado que, embora a insuficiência dos investimentos tenha sido um dos aspectos mais evidentes (e um dos mais problemáticos) da crise setorial, há outras implicações relevantes associadas à política de reestruturação e à sua orientação geral.

A nosso juízo, dentre as implicações adversas relacionadas à orientação geral dessa política, destaque deve ser dado ao fato do modelo competitivo acentuar uma tendência de elevação das tarifas, ampliar o potencial de conflito entre os interesses dos consumidores e envolver a desverticalização dos ativos setoriais, que, como vimos, representava ameaça de queda da eficiência produtiva do sistema. Já no que se refere aos problemas associados ao modo específico de implementação da política de reestruturação, ênfase deve ser dada ao equívoco representado pela tentativa particular de transformação da matriz energética nacional, aos problemas identificados na gestão da água, aos obstáculos postos ao bom funcionamento das instituições oriundas da política de reestruturação, bem como aos problemas relacionados à privatização dos ativos setoriais.

Isso posto, passemos à outra discussão relevante ao cumprimento dos nossos objetivos, qual seja, a análise do padrão de financiamento setorial.

4. As limitações do padrão de financiamento setorial.

Com relação ao padrão de financiamento setorial, deve-se assinalar, desde logo, que a análise que segue tem dois objetivos fundamentais. O primeiro consiste em caracterizar a evolução geral das fontes tradicionais de financiamento setorial e investigar o papel da nova modalidade de mobilização de recursos denominada *project finance*. Segundo nossa compreensão, tal esforço se justifica por possibilitar a identificação das funções exercidas pelo Estado e pelos capitais privados no financiamento setorial, o que, por sua vez, permite localizar traços de ruptura e de continuidade na evolução do padrão de financiamento setorial no passado recente.

O segundo objetivo diz respeito à construção de um quadro geral que retrate, de forma bastante sumária, a evolução da situação econômico-financeira das empresas do setor no passado recente. Centrando a exposição na apresentação de alguns indicadores

financeiros, pretende-se investigar se havia, ao final dos anos noventa, sinais de fragilidade financeira que, somados aos eventos observados logo após a crise de 2001, explicitavam limitações importantes do padrão de financiamento setorial. Como no caso do primeiro objetivo, ao cumprir tal intento também se pretende identificar traços de continuidade e/ou de transformação do padrão de financiamento setorial após a reestruturação dos anos noventa.

Antes de iniciar a análise do papel das fontes tradicionais de financiamento, convém assinalar um dado amplamente conhecido pelos estudiosos da infra-estrutura, qual seja, o fato do caso brasileiro ser marcado pela baixa importância relativa: i) dos empréstimos de longo prazo procedentes de bancos privados; ii) das operações típicas dos mercados de capitais; e, iii) dos investidores institucionais na mobilização de recursos para investimentos. Embora escape aos propósitos deste trabalho a discussão detalhada dessa situação, não é desnecessário apontar que, dentre seus principais determinantes, destacam-se:

- fatores de ordem macroeconômica, como as altas taxas de juros de curto prazo, o baixo e instável ritmo de crescimento do PIB ao longo das últimas duas décadas, a volatilidade da taxa de câmbio, a recorrência de crises cambiais e os elevados níveis de incerteza, que, ao estimularem a preferência dos detentores de riqueza (investidores institucionais, fundos, bancos privados) por aplicações em ativos mais líquidos e de curto prazo de valorização, trazem desdobramentos adversos em se tratando da mobilização de recursos privados para o financiamento de longo prazo;

- o fato do suporte do mercado de capitais brasileiro ser ínfimo em relação ao volume dos financiamentos necessários à expansão da infra-estrutura, seja pela grande monta dos investimentos mínimos, seja pelo longo prazo de maturação dos investimentos, seja pela inexistência de uma ampla base de fundos estáveis;²⁵⁸

- a desregulamentação financeira, a vulnerabilidade externa da economia brasileira e as recorrentes crises nos mercados financeiros internacionais, que, ao ensejarem movimentos de forte contração das operações de endividamento, desestimulam a realização

²⁵⁸ Cf. Santos Neto (2003: 3 e 4).

de pacotes de financiamentos para os projetos de infra-estrutura, impedindo que o mercado financeiro doméstico modifique sua histórica concentração em operações de curto prazo.²⁵⁹

Se as razões acima listadas explicam a baixa importância relativa do financiamento privado de longo prazo, sua contrapartida não poderia deixar de ser a manutenção do papel preponderante que os agentes estatais historicamente desempenharam no que se refere à mobilização de recursos para a expansão da infra-estrutura brasileira. Na verdade, como se verá abaixo, no caso do setor elétrico brasileiro constatou-se que as presenças da ELETROBRÁS, do BNDES e, no período mais recente, da PETROBRÁS foram, mais do que facilitadoras, ingredientes indispensáveis para a viabilização dos poucos investimentos realizados no período em foco. Vejamos, então, sumariamente, o desempenho de tais instituições.

A despeito da política de reestruturação ter pretendido reduzir a influência da ELETROBRÁS no sistema elétrico brasileiro (seja através da privatização, seja por meio da iniciativa de desverticalização dos seus ativos), o que se observou no período recente foi a manutenção da função de agente financeiro setorial tradicionalmente exercida pela *holding*. De fato, como veremos abaixo, vários dados e apontamentos comprovam a afirmação anterior.

É preciso sublinhar inicialmente que a função de agente financeiro setorial da ELETROBRÁS advém da experiência acumulada por esta instituição na avaliação de riscos e administração de carteiras e, principalmente, da sua elevada capacidade de mobilização de recursos e financiamentos. Segundo Camargo (2001: 92 e 93), essa capacidade se expressava, entre outros, no fato da *holding* possuir, em 2001, uma carteira de financiamentos da ordem de R\$ 23 bilhões, carteira esta que estava lastreada por recursos próprios – advindos basicamente dos resultados operacionais das empresas controladas e de outras nas quais a *holding* tem participação acionária, bem como dos retornos da sua carteira de financiamentos –, por recursos setoriais (como os empréstimos compulsórios e a

²⁵⁹ Cf. Santos Neto (2003: 162).

Reserva Global de Reversão, que arrecada 0,5% do faturamento das concessionárias), por receitas advindas das privatizações e por outras captações nos mercados financeiros.²⁶⁰

Sem embargo, a análise das aplicações de recursos também espelha muito bem a importância da *holding* no exercício da função de banco setorial. Em se tratando dessa questão salta aos olhos, por exemplo, o fato de que a participação anual do Sistema ELETROBRÁS nos investimentos setoriais não tenha sido inferior a 25% dos mesmos entre 1995 e 2000, tendo atingido, inclusive, a cifra de 33,7% em 1999.²⁶¹ Também é digno de destaque a esse respeito outro dado trazido por Camargo (2001: 93 e 94), que, analisando o período 1996/1999, constatou que os principais destinos dos recursos da ELETROBRÁS foram os empréstimos e financiamentos concedidos às empresas do setor. Segundo este autor, essas operações totalizaram R\$ 9,5 bilhões no período e cerca de R\$ 6 bilhões apenas entre 1998 e 1999, quando atingiram entre 40 e 50% das aplicações totais da empresa. Assim, *“como estes recursos financiam basicamente os investimentos na expansão do sistema, conclui-se que a ELETROBRÁS financiou algo como 40% dos investimentos físicos totais do setor no período 1996/99 – financiamentos de R\$ 9,5 bilhões para investimentos totais na aquisição do imobilizado da ordem de R\$ 25 bilhões no quadriênio (...) –, confirmando a relevância da holding para o financiamento do setor.”*

A importância da ELETROBRÁS na mobilização de recursos para a expansão setorial, no entanto, não se resume aos empréstimos e financiamentos concedidos às empresas do setor, empresas estas que, no caso dos segmentos da geração e transmissão, ainda são em grande parte estatais controladas pela *holding*. De fato, a despeito dessas

²⁶⁰ Segundo Camargo (2001: 92 e 93), *“(a) avaliação das demonstrações financeiras da empresa revela a grandeza de suas operações. Pelo lado das origens, os recursos de terceiros representam o grosso das captações ao longo do período analisado (1996/1999). Destes, o mais importante nos últimos anos vem sendo a venda de participação acionária em empresas do setor elétrico decorrente do processo de privatização (...), que desde 1996 já rendeu à empresa recursos da ordem de R\$ 9 bilhões (...). Em seguida aparecem os recursos setoriais, cuja importância decresceu nos últimos anos em virtude da redução dos empréstimos compulsórios. As captações da ELETROBRÁS no mercado financeiro (...) também são relevantes, e crescem de importância de acordo com as necessidades de aplicação da empresa. Embora os capitais de terceiros perfaçam o grosso dos recursos da empresa, o capital próprio também é relevante em alguns anos – especialmente os resultados líquidos do exercício, que em 1996 representaram mais da metade das aplicações totais. Cabe destacar que as principais fontes operacionais de recursos da ELETROBRÁS são o retorno líquido de empréstimos e financiamentos concedidos e a equivalência patrimonial das participações em empresas coligadas – contrapartidas, respectivamente, de financiamentos e investimentos em empresas do setor elétrico.*

Por fim, a pequena expressão do capital de acionistas (leia-se: Governo Federal, além de acionistas minoritários) revela que a empresa não depende mais de transferências de recursos da União, expediente bastante comum nos anos oitenta e início dos noventa (...).”

²⁶¹ Cf. Santos Neto (2003: 147 e 148)

operações de empréstimos e financiamentos terem sido muito importantes, a *holding* também desempenhou papel por demais relevante no que se refere à constituição de parcerias com o setor privado, seja por meio de investimentos temporários, seja na condição de acionista minoritário.

Há que se acrescentar também a esse respeito que essa associação com a iniciativa privada muitas vezes assumiu a forma da estrutura financeira denominada *project finance*.²⁶² Dada a importância que vem sendo atribuída a essa estrutura financeira como forma potencial de alavancagem de financiamentos e investimentos privados na infraestrutura, vejamos como ela pode ser definida e por que ela era considerada uma alternativa promissora. Na sequência, passaremos ao estudo da natureza da participação da ELETROBRÁS, do BNDES e da PETROBRÁS em parcerias desse tipo.

“Project finance é uma forma de engenharia/colaboração financeira sustentada contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, servindo como garantia à referida colaboração os ativos desse projeto a serem adquiridos e os valores recebíveis ao longo do projeto. Os contratos de project finance são baseados na análise e quantificação dos riscos envolvidos, cujo objetivo básico é o de prever qualquer variação no fluxo de caixa do projeto, minimizando os riscos através de obrigações contratuais” (Borges, 1998: 1).

Finnerty (1996: 2), apresenta uma definição semelhante que também merece ser destacada. Segundo este autor, o *project finance* *“é uma forma de captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, no qual os provedores de recursos vêem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto.”*

A partir dessas definições deve-se frisar que a estruturação de um financiamento desse tipo está relacionada exclusivamente a um projeto que deve ser gerido por uma entidade separável juridicamente (*special purpose company* ou *spc*), com tempo de vida limitado à duração do empreendimento. Com efeito, esse tipo de estruturação tem por objetivo segregar várias modalidades de risco, o que permite preservar a capacidade de endividamento dos empreendedores ou patrocinadores, reduzir a necessidade de garantias

²⁶² Acerca de uma apresentação dessa estrutura financeira, veja Finnerty (1996). Em se tratando de uma apresentação de casos concretos da experiência brasileira, veja Bonomi & Malvessi (2002).

reais e, portanto, utilizar fundamentalmente a garantia de recebíveis do próprio projeto para honrar o pagamento dos serviços de dívida.

Quanto aos participantes de um *project finance*, estes podem coexistir na *spc* e podem ser divididos em patrocinadores, contratantes, fornecedores de equipamentos, de serviços e de insumos, operadores, compradores da produção, engenheiros independentes, consultores de seguros e de *marketing*. Geralmente, as estruturas financeiras que suprem de recursos o projeto são o capital de risco, os empréstimos bancários, os instrumentos híbridos ou títulos securitizados (como debêntures conversíveis) e o arrendamento, que, para evitar problemas de solvência, são garantidos através de diversos compromissos contratuais de compra, de desempenho, de financiamento e de fornecimento.

Ainda em se tratando dos participantes, como é possível que a magnitude de certos riscos exceda a capacidade de crédito dos patrocinadores e compradores da produção, os credores muitas vezes podem insistir para que outros agentes os assumam, sejam estes governos locais, bancos estatais ou mesmo os consumidores finais. Desse modo, conclui-se, que, embora o *project finance* seja visto como uma alternativa interessante de mobilização de recursos privados para realização de investimentos em infra-estrutura, não constitui nenhuma anomalia a participação de agentes estatais em financiamentos desse tipo.

No que diz respeito às razões que levam muitos analistas a considerar o *project finance* uma alternativa atraente e promissora para o financiamento da infra-estrutura, vejamos rapidamente quais seriam outras vantagens potenciais dessa alternativa em relação às alternativas convencionais de financiamento.

A primeira delas está relacionada ainda à incorporação separada do empreendimento numa entidade juridicamente independente (*spc*). Mais especificamente, a vantagem residiria em que, enquanto nos financiamentos convencionais os gerentes podem reter o fluxo de rendimentos de um projeto lucrativo para redirecioná-lo a outro, no *project finance* são os investidores que recebem o fluxo de caixa líquido e decidem sobre reinvestimentos. Dessa maneira, evita-se que as estruturas organizacional e financeira de uma empresa que empreende projetos múltiplos afetem a capacidade dos empreendedores se manterem no controle.

A maior independência decisória da *spc* geraria também uma segunda vantagem em termos de capacidade de endividamento. Se uma empresa tem estrutura de capital altamente

alavancada e dívida de risco pendente, ela pode ter um incentivo para não investir num projeto lucrativo. O *project finance*, no entanto, poderia contornar este problema ao permitir que os credores tomem decisões de empréstimo em bases projeto a projeto.

A terceira vantagem também está associada à incorporação separada. De modo geral, ao escolher a alternativa do *project finance*, é preservada a flexibilidade financeira para utilização de recursos internos da empresa no financiamento de projetos que não podem ser mostrados ao público sem a divulgação de informações valiosas para os concorrentes. “A escolha de um *project finance* em situações que encerram baixos custos de assimetria de informações preserva, assim, a flexibilidade financeira da empresa, conservando a capacidade de financiamento interno da empresa para financiar projetos futuros que impõem custos de assimetria de informações potencialmente elevados” (Finnerty, 1996: 22 e 23).

Uma quarta e última vantagem adicional dessa alternativa de financiamento diz respeito à estruturação dos contratos de dívida. Uma vez que no *project finance* os compromissos de dívida podem ser projetados em sintonia com a lucratividade e o fluxo de caixa previstos, há uma estruturação mais eficiente dos contratos de dívida.

Por outro lado (e aqui surge uma importante desvantagem potencial deste instrumento), dado que o suporte de crédito é indireto, o custo da dívida do projeto pode ser mais elevado do que o geralmente obtido por meio das alternativas tradicionais de financiamento. Ou seja, como o suporte de crédito provém de compromissos contratuais ao invés de promessa direta de pagamento, os credores levarão em conta a possibilidade destes contratos não serem cumpridos na sua totalidade. Portanto, poderá ser exigido um prêmio adicional de rentabilidade para compensar esse risco, o que nos leva a concluir que o *project finance* é um instrumento que não implica necessariamente custos baixos de financiamento, dado que ele segrega mas não elimina riscos e incertezas que são próprias de cada projeto.

Postas essas considerações gerais acerca da definição, dos participantes e das vantagens e desvantagens²⁶³ potenciais desse tipo de estrutura de financiamento, podemos retomar agora a discussão da participação de agentes estatais em parcerias do tipo *project finance* para enfatizar uma conclusão muito relevante sobre o tema.

Referimo-nos ao fato de que a somatória de riscos de ordem macroeconômica²⁶⁴ e sistêmica²⁶⁵ com a elevada incerteza trazida pela política de reestruturação não poderia ter trazido outro resultado senão aquele que ficou evidente à época: por um lado, a participação do Estado (via ELETROBRÁS, PETROBRÁS e BNDES) se tornou absolutamente decisiva na viabilização das parcerias e dos poucos investimentos privados realizados e, por outro, os custos associados à constituição dessas parcerias se mostraram expressivos, sendo assumidos, em grande parte, pelos próprios agentes estatais, como já anunciado na seção 1.

Vejamos alguns exemplos que, sem dúvida alguma, comprovam a conclusão expressa acima.

Em primeiro lugar, há o caso do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) já discutido na seção 2, onde praticamente só se concretizaram os projetos realizados em parceria com a PETROBRÁS, que assumiu o risco cambial e viabilizou a importação de gás por meio de um contrato do tipo *take-or-pay*. Como vimos naquela seção, além dessas garantias, a PETROBRÁS também se comprometeu a comprar a energia gerada e, no caso de três unidades térmicas, a empresa passou a garantir uma rentabilidade mínima aos demais sócios do empreendimento, mesmo no caso dessas centrais não gerarem energia por qualquer motivo.

Acerca dos prejuízos que a estatal absorveu por ter assumido os riscos desses empreendimentos, convém frisar, por exemplo, que em 2002 a empresa teve perdas

²⁶³ Podemos citar ainda outras duas desvantagens associadas ao *project finance*: como sua estrutura financeira se baseia em contratos que devem ser negociados por todas as partes, sua elaboração é mais complexa. Essa maior complexidade, por sua vez, leva a maiores custos de transação, dadas as despesas legais em torno da elaboração do projeto, a necessidade de pesquisa e gerenciamento de questões fiscais, bem como a preparação da documentação de propriedade do empreendimento e de outros contratos necessários.

²⁶⁴ Por exemplo, a vulnerabilidade externa e a instabilidade cambial então presentes na economia brasileira, bem como o elevado patamar das taxas de juros e as recorrentes reavaliações do risco-país, que, ao induzirem a contração dos fluxos de financiamentos, problematizavam e encareciam a montagem desse tipo de parceria.

²⁶⁵ Segundo Santos Neto (2003: 161 e 162), “(...) os mesmos mercados financeiros que ainda permitem a oferta abundante dos produtos indispensáveis à mitigação dos riscos de um projeto, determinam um risco ao qual não há antídoto, ao menos de caráter microeconômico. De fato, as inovações financeiras elevaram sobremodo a interdependência entre os agentes e os mercados (e) (...) culminaram em comportamentos de aversão ao risco magnificados à razão da complexidade dos mercados internacionais, isto é, manifestando-se como risco sistêmico.”

superiores a R\$ 1,2 bilhão com os investimentos em térmicas.²⁶⁶ Adicionalmente, convém relembrar que, como já anunciado na seção 2.2, a PETROBRÁS gastou cerca de R\$ 2 bilhões (até Julho de 2004) apenas para garantir a remuneração mínima dos agentes privados no caso das três centrais térmicas citadas. Ainda no que se refere a essas centrais, vimos também que o desembolso total da PETROBRÁS poderia atingir cerca de R\$ 6 bilhões até 2007.²⁶⁷

Em segundo lugar, há que se destacar os *project finance* elaborados com a participação da ELETROBRÁS. Como no caso anterior, “(a)pesar dos investimentos serem prioritariamente executados pela iniciativa privada, as parcerias se f(izeram) importantes pela(s) garantia(s) que a ELETROBRÁS assum(iu) nos empreendimentos” Santos Neto (2003: 149).

Um exemplo ilustrativo a esse respeito foi o da finalização da UHE Itá, obra paralisada desde os anos oitenta. Nesse caso, além da ELETROBRÁS ter firmado a garantia de compra da energia a ser gerada, ela também aportou R\$ 207 milhões num investimento total de cerca de R\$ 1,21 bilhão. O mesmo se deu em relação à UHE Lajeado – que, num investimento total de R\$ 1,26 bilhão, contou com cerca de R\$ 262 milhões da estatal – e em outros vários casos.²⁶⁸

Afora os aportes de capital por parte da estatal, convém acrescentar também que, como visto na seção 1.2, a *holding* teve papel igualmente importante na viabilização de várias outras obras paralisadas desde os anos oitenta na medida em que garantiu, como no caso de Itá, a compra da energia que seria produzida. Tal garantia de certo também se verificou em outras parcerias por ser algo absolutamente vital para a estruturação de financiamentos do tipo *project finance*.

Já em relação aos prejuízos absorvidos pela ELETROBRÁS, talvez apenas um exemplo já seja suficiente para explicitar a ocorrência de um processo de socialização das perdas advindas dos equívocos da reestruturação. Trata-se do fato do governo ter determinado, após o racionamento de 2001, que a ELETROBRÁS assumisse o risco de mercado de 57 centrais térmicas emergenciais controladas por produtores independentes.

²⁶⁶ Dados obtidos no site Energy News (www.energynews.epei.br) na matéria ‘PETROBRÁS perde R\$ 1,2 bi com termoelétricas’, de 12/05/2003.

²⁶⁷ A respeito desses dados, veja matéria ‘Usinas de dinheiro’ na revista CartaCapital n. 302 de 4 de Agosto de 2004.

²⁶⁸ Cf. Santos Neto (2003: 149).

Consumado esse fato, a estatal passou a ser responsável pelo pagamento de um valor referente ao aluguel dessas centrais mesmo sob a hipótese das mesmas permanecerem desligadas, o que de fato ocorreu a partir da sobra de energia trazida pela forte redução do consumo após o apagão.

Para se ter uma idéia do efeito dessas parcerias, calculava-se que a ELETROBRÁS teria despendido, apenas em 2003, cerca de R\$ 2,2 bilhões pelo aluguel dessas térmicas (que, somadas, tinham capacidade de geração de 2.000 MW) enquanto sobravam cerca de 3.000 MW no sistema. Também não custa destacar que tais contratos de locação tinham vigência de três e quatro anos, sendo que o valor total dos mesmos se situava em torno de R\$ 15,8 bilhões! Por fim, não é demais ressaltar que, embora a ELETROBRÁS fosse a gestora desses contratos, foram os consumidores que acabam arcando com o ônus desse processo por meio dos encargos extraordinários que constam das suas contas de energia (o chamado ‘seguro-apagão’).²⁶⁹

Com relação à atuação do BNDES, em que pese o fato dos financiamentos concedidos por esta instituição até o ano 2000 terem superado os desembolsos da ELETROBRÁS, a maior parte desses se destinou ao processo de privatização e, secundariamente, aos investimentos em ampliação da capacidade produtiva. Segundo Camargo (2001: 95 e 96) *“(d)e 1995 a 1999, perto de 65% do total desembolsado pelo Banco ao setor elétrico (o equivalente a cerca de R\$ 9 bilhões) destinaram-se aos programas de apoio à privatização, que contemplaram desde empresas compradoras até empresas estatais e governos estaduais, com o objetivo de promover a reestruturação financeira das concessionárias para posterior venda.*

(...) Assim, foi por meio dessa modalidade de financiamento (apoio às privatizações) que os recursos do sistema BNDES destinados ao setor elétrico saltaram de marginais na primeira metade dos anos noventa (média de R\$ 55 milhões anuais) para montantes expressivos na segunda metade da década, alcançando a média de R\$ 2,4 bilhões anuais. O auge foi em 1997, quando os desembolsos atingiram R\$ 5,7 bilhões.”

Em se tratando dos desembolsos destinados à ampliação da capacidade produtiva, há que se notar que estes também cresceram, mas num ritmo muito inferior ao que se deu

²⁶⁹ Dados obtidos na revista CartaCapital n. 259, de 24 de Setembro de 2003 (matéria ‘A fatura não pára de crescer’) e no site Energy News (www.energynews.efei.br), matéria: ‘ELETROBRÁS já negocia com térmica parada’, de 22/08/2003.

no caso do apoio às privatizações. Apenas a título de comparação, a tabela 3 mostra que os financiamentos desse tipo concedidos pelo BNDES entre Janeiro de 1995 e Outubro de 2000 atingiram R\$ 4,6 Bilhões, ou seja, pouco mais de 50% dos desembolsos referentes às privatizações entre 1995 e 1999.

Tabela 3. Financiamentos do BNDES à expansão do sistema elétrico (desembolsos líquidos em R\$ milhões correntes)	
1995	413
1996	245
1997	1061
1998	729
1999	857
2000*	1300
Total	4605

* Janeiro a Outubro

Fonte: Estatísticas especiais do BNDES. Cf. Camargo (2001: 97)

Ainda quanto aos desembolsos do BNDES voltados à expansão do sistema, poder-se-ia frisar que os mesmos também corresponderam, em geral, aos financiamentos destinados à viabilização das parcerias para finalização de obras paralisadas desde os anos oitenta, bem como aos créditos contratados na modalidade *Corporate* voltados às empresas privatizadas. Entre os principais exemplos desse tipo de operação, devem ser destacados, sem dúvida alguma, os casos das UHE Serra da Mesa, Itá, Lajeado e Machadinho. Segundo Camargo (2001: 98), juntos esses empreendimentos demandaram desembolsos da ordem de R\$ 1,84 bilhão do BNDES até Outubro de 2000, o que corresponde a 44% dos cerca de R\$ 4,22 bilhões em investimentos totais nesses projetos. Portanto, mais do que acessória, a participação do BNDES também foi fundamental para viabilizar as parcerias com o setor privado.

Analisando rapidamente os prejuízos assimilados pelo BNDES nessas operações, é preciso destacar dois dos casos mais notórios, quais sejam, as suspensões dos pagamentos dos serviços das dívidas contraídas pela AES (controladora da ELETROPAULO) e pela *Southern Electric* (acionista da CEMIG). Sem dúvida alguma, são bons exemplos que invalidam a tese propalada pelos defensores do modelo competitivo, segundo a qual, a privatização daria credibilidade ao novo mercado na medida em que a saída do Estado do controle das empresas do setor eliminaria o risco de calote. Como ficou constatado nas

experiências em foco, calotes não são práticas exclusivas de empresas estatais, que, diferentemente de empresas transnacionais, não remetem divisas ao exterior enquanto apresentam problemas de inadimplência.²⁷⁰ Ademais, além desses casos revelarem a baixa capacidade de monitoramento das condutas das empresas por parte da ANEEL, eles também foram responsáveis diretos pela ocorrência do primeiro prejuízo do BNDES em mais de dez anos. Este prejuízo, conforme foi informado pela imprensa,²⁷¹ atingiu algo em torno de R\$ 2,4 bilhões entre Janeiro e Junho de 2003, sendo que apenas a AES foi responsável por 80% desse valor.²⁷²

À guisa de conclusão, sublinhamos que os dados e apontamentos recolhidos claramente corroboram a proposição de que, embora as parcerias sejam classificadas como exemplos de investimentos predominantemente privados, elas só puderam ser viabilizadas a partir da atuação decisiva dos agentes estatais. Isto significa que a reestruturação e a emergência de novas modalidades de financiamento, diferentemente do que se previa, não foram capazes de alterar o papel protagônico historicamente exercido pelo Estado no financiamento da expansão setorial. Como esperamos ter demonstrado, a razão principal da quebra dessa expectativa reside no fato de que, tanto a emergência de várias fontes de incerteza a partir da reestruturação, como o surgimento de novos riscos associados aos fatores de ordem macroeconômica e sistêmica, ao obstruírem uma participação voluntária mais destacada do setor privado na mobilização de recursos, tornaram freqüente o oferecimento de amplas garantias estatais durante a efetivação das parcerias para viabilizar os poucos investimentos realizados.²⁷³

²⁷⁰ A esse respeito, veja a matéria ‘*AES descumpriu contrato ao enviar lucro da ELETROPAULO para os EUA*’, disponibilizada no site Energy News (www.energynews.efei.br) em 18/02/2003. Segundo a reportagem, a despeito do contrato de financiamento assinado entre a AES e o BNDES para a compra da ELETROPAULO ter estipulado que a empresa americana não poderia distribuir lucro de qualquer natureza que pudesse vir a comprometer a quitação do financiamento, a AES destinou cerca de R\$ 860 milhões para pagamentos de juros e dividendos sobre o capital entre 1998 e 2001.

²⁷¹ Veja a esse respeito a matéria ‘*Com prejuízo de R\$ 2,1 bi, BNDES pede ajuda à União*’, que foi publicada pelo jornal Folha de São Paulo em 01/10/2003 (caderno B, página 3).

²⁷² Em que pese o fato de que a continuidade das negociações entre as partes poderia levar a uma modificação importante dos resultados, convém destacar que se não houvesse o reconhecimento do risco de perda dos empréstimos da AES (R\$ 3,7 bilhões), o BNDES teria registrado lucro de R\$ 855 milhões no mesmo período. A respeito desses dados, veja a matéria ‘*Com prejuízo de R\$ 2,1 bi, BNDES pede ajuda à União*’, que foi publicada pelo jornal Folha de São Paulo em 01/10/2003 (caderno B, página 3).

²⁷³ Devido ao caráter decisivo (e não apenas facilitador) da atuação de agentes estatais na viabilização dos empreendimentos destacados, Santos Neto (2003: 144) esclarece também que esse padrão difere fundamentalmente do que geralmente se observa em outros países, constituindo uma espécie de “*project finance à moda da casa*”.

Postas essas considerações acerca das fontes tradicionais de financiamento setorial e das novas modalidades de mobilização de recursos, passemos ao segundo objetivo dessa seção. Mais especificamente, vejamos um retrato geral da situação econômico-financeira das empresas do setor ao final dos anos noventa no intuito de investigar a existência de sinais de fragilidade financeira que, somados aos eventos mais recentes, poderiam explicitar limitações importantes do padrão de financiamento setorial.

A nosso juízo, uma boa visão geral da situação econômico-financeira das empresas do setor ao final da década passada foi apresentada por Camargo (2001: 86 a 90), que, baseando-se em informações publicadas pelas empresas, pôde montar uma amostra ampla²⁷⁴ bastante próxima dos resultados consolidados do setor. Os dados mais relevantes estão contidos na tabela 4.

Tabela 4. Origens e aplicações de recursos do setor elétrico (em R\$ milhões correntes e em % do total)	1999	1998	1997 (b)	1996	1999	1998	1997 (b)	1996
	(R\$ mi)	(R\$ mi)	(R\$ mi)	(R\$ mi)	(%)	(%)	(%)	(%)
ORIGENS (a)	21.035	30.317	19.638	11.876	100	100	100	100
Capital próprio	13.147	12.284	12.167	5.306	63	41	62	45
Das operações	10.562	8.944	8.290	4.832	50	30	42	41
Resultado do exercício	(55)	3.446	3.143	(390)	(0)	11	16	(3)
Outras operacionais	10.617	5.497	5.147	5.222	50	18	26	44
Dos acionistas	2.584	3.340	3.877	474	12	11	20	4
De terceiros	9.338	17.676	11.320	6.260	44	58	58	53
Empréstimos e financiamentos	3.449	5.879	3.346	2.792	16	19	17	24
Redução (aumento) do circulante	(1.450)	356	(3.848)	310	(7)	1	(20)	3
APLICAÇÕES	21.035	30.317	19.638	11.876	100	100	100	100
Dividendos	1.037	1.316	1.056	600	5	4	5	5
No imobilizado	7.118	8.161	5.480	4.223	34	27	28	36
No realizável a longo prazo	1.260	2.391	1.047	397	6	8	5	3
Investimentos	1.975	4.988	923	17	9	16	5	0
Do exigível LP para circulante	5.508	6.242	5.779	3.451	26	21	29	29
Outras aplicações	4.136	7.218	5.353	3.189	20	24	27	27

(a) Incluem a variação do capital circulante (negativo indica origens maiores que aplicações);

(b) Em 1997, excluiu-se uma operação de R\$ 12,9 bilhões entre FURNAS e ELETRONUCLEAR, que envolve o capital de acionistas e o realizável longo prazo.

Fonte: Empresas. Cf. Camargo (2001: 87).

Há que se destacar da tabela 4, em primeiro lugar, a importante recuperação dos recursos próprios nas fontes de financiamento das empresas durante a segunda metade dos anos noventa. Isso se torna claro, por exemplo, quando examinamos a evolução dos valores e da participação da rubrica '*capital próprio*' no total das origens. Quanto às razões que

²⁷⁴ Essa amostra inclui todas as empresas do setor listadas na Comissão de Valores Mobiliários, com ou sem operações, e mais quatro empresas de capital fechado pertencentes ao sistema ELETROBRÁS (FURNAS, ELETROSUL, ELETRONORTE e ELETRONUCLEAR). Cf. Camargo (2001: 86).

cercam esse comportamento, não há dúvida de que merece destaque tanto a reestruturação das dívidas das empresas no encontro de contas de 1993, como os sucessivos aumentos tarifários ocorridos a partir do mesmo ano, assuntos já abordados no segundo capítulo desse trabalho.²⁷⁵

Outro sinal de melhoria da situação financeira das empresas no período foi, sem dúvida alguma, a retomada dos empréstimos e financiamento. Segundo Camargo (2001: 87), esta retomada também foi possibilitada pelo encontro de contas e pela recuperação das tarifas, uma vez que estes eventos, ao melhorarem a geração de caixa e trazerem a repactuação das taxas de juros e dos prazos de vencimento das dívidas, permitiram a realização de novas operações de endividamento em condições mais favoráveis. Não podemos esquecer, entretanto, que essa retomada também esteve relacionada ao contexto de ampla oferta de liquidez nos mercados financeiros durante esse período, a despeito da ocorrência de várias crises em diversos mercados emergentes.

Tão ou mais relevante que a identificação dessa melhora, porém, seria a constatação de que a trajetória de fortalecimento da posição financeira das empresas poderia não ser sustentável. Tal hipótese certamente começou a se tornar cada vez mais plausível após os eventos ocorridos em 1999, quando a forte elevação das taxas de juros domésticas e a depreciação do câmbio acabaram reduzindo a captação de recursos das empresas do setor para os patamares verificados em 1997.

No que se refere aos usos, destaque deve ser dado ao crescimento das aplicações '*no imobilizado*', principal indicador dos investimentos na expansão. Como no caso dos recursos próprios, também se constata aqui uma tendência de crescimento, exceto no ano de 1999, quando vieram os choques dos juros e do câmbio. Convém ressaltar ainda em relação a essa rubrica que, a despeito de ter sido registrado um crescimento nominal de 68% dos seus valores no período, a rápida reversão dessa tendência de crescimento em 1999 e seu ainda baixo peso no total das aplicações (algo próximo a 1/3) já revelavam a existência de outras prioridades para as empresas que não a expansão do sistema.

Exemplo da existência dessas outras prioridades seria o crescimento dos valores registrados a título de '*investimentos*', que refletem, na verdade, operações de aquisição de

²⁷⁵ Como vimos naquela passagem, o encontro de contas e a recuperação das tarifas foram os principais responsáveis pela inversão da trajetória de deterioração financeira verificada ao longo dos anos oitenta e início dos noventa.

ativos de outras empresas. De acordo com Camargo (2001: 88), “*(e)sse movimento vem ganhando importância nos últimos anos, conforme avança o processo de reestruturação patrimonial por parte das empresas do setor. (Ou seja), trata-se de uma estratégia das empresas privadas, que vêm definindo seu espaço e suas atividades prioritárias no mercado, vendendo ou comprando participações umas das outras.*”

Ainda em se tratando das aplicações, resta destacar outro dado fundamental a nosso juízo, qual seja, o elevado peso do serviço da dívida ao longo da segunda metade dos anos noventa, fato visível no comportamento da rubrica ‘*transferência do exigível de longo prazo para circulante*’. Como essa conta não atingiu em nenhum momento do período analisado um percentual inferior a 30% das aplicações totais, concluía-se em 2001 que “*(...) os serviços da dívida pode(riam) vir a representar restrições financeiras à expansão do setor em períodos menos favoráveis das finanças internacionais, em especial quando as captações de recursos e a rolagem de dívidas das empresas (...) fo(ssem) prejudicadas.*” Esse dado indica, portanto, que, em que pese a melhora da situação financeira das empresas, ainda havia ao final dos anos noventa uma situação de significativa dependência das mesmas em relação à dinâmica dos mercados financeiros.

Acerca do nível do endividamento e do potencial de desajuste relacionado ao mesmo, há também outros dados muito importantes trazidos por Camargo (2001: 81 a 83). Dentre esses, destacamos particularmente dois que dizem respeito a uma outra amostra de empresas²⁷⁶ e que são relevantes por reforçarem a tese de que havia, em 1999, uma situação de vulnerabilidade.

O primeiro desses dados é o salto do exigível total das empresas de 61,5% do patrimônio líquido, em 1995, para perto de 90% em 1999 (de R\$ 42 bilhões para R\$ 62 bilhões nominais). O segundo é a constatação de que quase metade das obrigações financeiras das empresas ainda estava denominada em moeda estrangeira ao final de 1999. Embora essas obrigações estivessem concentradas no longo prazo (73% do exigível total em Junho de 2000), não há dúvida de que esse dado indicava que uma acentuada

²⁷⁶ Fazem parte desta amostra as seguintes empresas: ENERSUL, CERJ, LIGHT, ELETROPAULO (cindida em METROPOLITANA, BANDEIRANTE e EPTE), COELCE, ESCELSA, CPFL, CEEE (cindida em CEEE, RGE e AES-SUL), COPEL, CEMIG, CESP (cindida em CESP, PARANAPANEMA, TIETÊ, CTEE e ELEKTRO), FURNAS (inclusive SERRA DA MESA após 1998), CHESF e ELETROSUL (GERASUL pós 1998).

desvalorização cambial poderia trazer impactos bastante adversos para as empresas do setor.

Em síntese, a partir da análise de Camargo fica visível que, a despeito da melhora das condições de financiamento a partir de 1993, ainda existia em 1999 uma situação de vulnerabilidade e dependência das empresas do setor em relação aos movimentos gerais das finanças internacionais. Dada a instabilidade típica dos mercados financeiros, essa dependência certamente representava fato preocupante por aumentar as possibilidades de ocorrência de uma nova crise financeira setorial menos de dez anos após o encontro de contas de 1993. De fato, tal crise poderia ocorrer caso houvesse, por exemplo, uma deterioração importante das condições de oferta de liquidez nos mercados financeiros, ou caso surgissem outros problemas internos que reduzissem significativamente o faturamento das empresas. Infelizmente, como veremos a seguir, essas possibilidades se tornaram reais a partir de 2001.

Alguns dos principais eventos observados a partir de 2001 já foram comentados em passagens anteriores. Não obstante, cabe retomar brevemente algumas questões daquele contexto no intuito de explicitar que a crise financeira em foco foi, fundamentalmente, mais um resultado da política de reestruturação (de seus equívocos e de suas omissões) e da vulnerabilidade assinalada acima. Senão vejamos.

Vimos na seção 2 que, dentre as medidas emergenciais lançadas para enfrentar o quadro de escassez de energia elétrica, destacou-se o estabelecimento de cotas máximas de consumo e a adoção de um sistema de punições (via tarifas mais elevadas e possibilidade de corte do fornecimento), cujo resultado foi a forte redução do consumo a partir da sensível modificação dos hábitos dos consumidores. Acerca da intensidade dessa redução, frisamos naquela passagem que, em Fevereiro de 2003, o consumo de energia registrava os mesmos patamares de 1999, gerando uma sobreoferta de 7,8 mil MWh.

Como se não bastasse a expressiva queda no faturamento das empresas resultante dessa retração do consumo e da queda dos preços de curto prazo já em 2001, em 2002 a gravidade da situação ainda foi exacerbada pela forte retração das linhas de financiamento e pelo impacto da desvalorização cambial sobre a dívida em moeda forte das companhias do setor. Acerca do impacto da mudança cambial, é de se destacar que sua intensidade obviamente foi determinada pelo elevado nível do endividamento dessas empresas, que,

como exposto acima, perfazia, em Junho de 2000, 73% do exigível total das empresas, segundo a amostra de Camargo. Como quase metade dessas obrigações estava denominada em moeda estrangeira, é certo que o resultado da desvalorização cambial de 2002 não poderia ter sido outro que não um abalo adicional na já precária situação financeira das empresas.

Também foi enfatizado que, no início de 2003, outro fato importante agravou ainda mais a crise. Trata-se da liberalização de 25% da energia velha dos contratos iniciais para livre negociação no MAE, que, juntamente com a redução do consumo pós-acionamento e a conseqüente sobreoferta de energia no sistema, trouxe nova rodada de declínio dos preços de curto prazo e, com isso, nova queda no faturamento das empresas.

Não há dúvida de que vários exemplos concretos podem ser listados no intuito de comprovar a intensificação da crise. Entre estes, consideramos relevante a verificação, em Março de 2003, de uma onda de prejuízos nos balanços das empresas do setor. Também não deixa de ser emblemático a esse respeito o fato de que grande parte das análises dos balanços atribuíam tais resultados aos mesmos determinantes, vale dizer, ao impacto da desvalorização cambial sobre o serviço da dívida, à queda do faturamento trazida pela retração do consumo (que, por sua vez, resultou dos baixos investimentos associados à reestruturação) e às elevadas taxas de juros domésticas e seus efeitos sobre a rolagem das dívidas em moeda local.²⁷⁷

Outro indicativo da existência de um processo de crescente deterioração financeira foi, sem dúvida alguma, a constatação de que a dívida total das empresas do setor atingiu a expressiva cifra de R\$ 86 bilhões em Maio de 2003, bem como o fato do endividamento médio das companhias já ter alcançado 82% do patrimônio líquido das mesmas no mesmo período. Adicionalmente, também saltava aos olhos a revelação de que, nessa época, numa amostra de 29 empresas pesquisadas, 4 estavam com o patrimônio líquido negativo e 14 apresentavam dívidas pelo menos uma vez superior ao patrimônio líquido.²⁷⁸

²⁷⁷ Acerca desse diagnóstico, veja a reportagem '*Prejuízo domina balanços do setor*' disponibilizada no site Energy News (www.energynews.efei.br) em 31/03/2003.

²⁷⁸ Essas informações foram obtidas no site Energy News (www.energynews.efei.br), na matéria '*Dívida das elétricas já ultrapassa R\$ 86 bilhões*' de 12/05/2003.

Postos esses eventos, compreende-se, então, o surgimento de uma nova onda de inadimplência menos de dez anos após o encontro de contas.²⁷⁹ Compreende-se, adicionalmente, o aumento das pressões para que o Estado, mais uma vez, lançasse medidas no sentido de fortalecer a saúde financeira das empresas, seja através de novos aumentos tarifários, seja através de pacotes de ajuda às empresas que resultassem em socialização de boa parte das perdas.

Como é sabido, este socorro acabou se materializando, o que demonstra de forma contumaz que, a despeito do desejo de criação de um regime de mercado, nesse setor a presença do Estado continuou sendo imprescindível – sobretudo quando os lucros e a solvência das empresas estiveram ameaçados. Ainda com relação a essa participação estatal, não poderíamos deixar de mencionar que uma estimativa da sua magnitude já apontava que se fossem somados os valores relativos ao ‘seguro-apagão’ aos empréstimos emergenciais do BNDES e outras formas extraordinárias de apoio financeiro, o montante do auxílio concedido totalizaria algo em torno de R\$ 13 bilhões, e isto seria válido apenas para o período que vai do racionamento até Setembro de 2003.²⁸⁰

Isso posto, concluímos a presente seção ressaltando que a análise até aqui realizada evidenciou alguns traços de continuidade e outros de ruptura em se tratando do padrão de financiamento vigente antes da reestruturação. No que se refere aos elementos de ruptura, há, em primeiro lugar, a recuperação tarifária e a melhoria na geração de caixa das empresas, fatores antes tidos como decisivos para a atração de capitais privados, mas que, ao final, se revelaram insuficientes para induzir a expansão setorial. Em segundo lugar, quanto às fontes tradicionais de financiamento do setor, há que se destacar a mudança da atuação do BNDES, que, por um lado, passou a operar decisivamente na concessão de empréstimos voltados às privatizações e, por outro, teve restringida sua ação de oferta de empréstimos destinados à ampliação da capacidade produtiva das concessionárias estatais.²⁸¹

²⁷⁹ Entre as empresas inadimplentes, destacavam-se, em Fevereiro de 2003, os casos da AES, da CELG, da CEB, da CEMAT e da CEMAR. Cf. site Energy News (www.energynews.efei.br), matéria ‘*Inadimplência no setor elétrico gera nova ciranda de calotes*’, de 24/02/2003.

²⁸⁰ A respeito dessa estimativa, consultar a revista CartaCapital n. 259 (páginas 36 a 39), de 24 de Setembro de 2003 (matéria: ‘*A fatura não pára de crescer*’). Outras informações acerca do montante de recursos públicos destinado aos agentes setoriais serão apresentadas nas considerações finais.

²⁸¹ Na verdade, vimos que a restrição à concessão de empréstimos a agentes estatais não envolveu apenas o BNDES, mas todas as instituições públicas capazes de atuar nessa área.

Em terceiro lugar, no que cerca a crise financeira recente, destacamos que, a despeito da relevância da deterioração das condições de financiamento na determinação da sua gravidade, sua origem se encerraria fundamentalmente na reestruturação setorial. Isto porque a reestruturação, ao ter trazido um padrão de concorrência inadequado ao setor elétrico brasileiro, trouxe também as condições propícias ao estabelecimento do racionamento e à efetivação das medidas que levaram à forte redução do faturamento das empresas já a partir de 2001.²⁸² Ademais, a política de reestruturação, por não ter criado mecanismos que evitassem que os agentes adotassem estratégias de endividamento pouco cautelosas,²⁸³ permitiu que fossem postas em prática condutas que elevaram o grau de vulnerabilidade das empresas aos movimentos erráticos do sistema financeiro internacional.

Já quanto aos elementos de continuidade, vimos que estes também não eram escassos. Um primeiro sinal nesse sentido foi a manutenção da ELETROBRÁS no posto de principal fonte de financiamento setorial, independentemente da abertura do setor aos capitais privados, da recuperação das tarifas e do surgimento de inovações financeiras (*project finance*). O segundo diz respeito à constituição de amplas garantias estatais para viabilizar os (insuficientes) investimentos realizados, mesmo quando estes eram predominantemente privados e se realizavam através daquelas estruturas de financiamento que segregam riscos.²⁸⁴ O terceiro seria a recorrência dos processos de estatização e socialização das perdas, visíveis tanto no encontro de contas de 1993, como no período pós-racionamento. Por fim, o quarto traço de continuidade seria a manutenção da forte

²⁸² Portanto, há diferenças importantes entre as últimas crises financeiras que vitimaram o setor: a de 2001 e a dos anos oitenta. A crise dos anos oitenta teve início com a redução do valor das tarifas reais e com o endividamento externo forçado das empresas estatais, partes integrantes das políticas antiinflacionária e de administração do balanço de pagamentos. Posteriormente, essa crise assumiu uma dimensão federativa e institucional quando veio a deterioração das condições de financiamento e se tornaram mais acirradas as disputas pelos poucos recursos gerados internamente. Por outro lado, a crise mais recente, como já relatamos, teve sua origem na inadequação da reestruturação (ou seja, nos fatores que desencadearam a insuficiência de investimentos no período recente), sendo, posteriormente agravada pela deterioração das condições de financiamento da economia brasileira em 2002.

²⁸³ Vale dizer, especulativas segundo a nomenclatura de Minsky.

²⁸⁴ Ou seja, o financiamento público em condições favoráveis continuou sendo vital para viabilizar a expansão do sistema e as instituições públicas – agora o BNDES, a ELETROBRÁS e a PETROBRÁS e não mais o conjunto das concessionárias estatais, como foi nos anos oitenta – continuaram sendo meios de obtenção de finalidades adversas aos seus propósitos fundamentais.

dependência das empresas do setor face aos capitais externos,²⁸⁵ traço particularmente problemático em se tratando de uma economia cronicamente vulnerável a choques externos como a brasileira.

Não há dúvida, portanto, de que a reestruturação dos anos noventa e o ingresso do capital privado no setor, mais do que não terem contribuído para aplacar algumas das fragilidades do padrão de financiamento setorial, teriam, na verdade, reproduzido ou agravado as mesmas. Isto é particularmente correto em se tratando dos processos de estatização e socialização dos riscos (e das perdas) e da permanência ampliada da dependência por capitais externos, que indicaram que as transformações patrimoniais e financeiras em foco foram incapazes de gerar as bases de um padrão de financiamento menos vulnerável às instabilidades típicas dos mercados financeiros e mais adequado à expansão do sistema.

5. Conclusões.

Finalizamos o presente capítulo certos de que a política de reestruturação dos anos noventa representou uma estratégia de reordenamento institucional absolutamente inadequada para o setor elétrico brasileiro. Como esperamos ter demonstrado, essa inadequação se explica tanto pelo contexto e forma particular a partir dos quais essa política se efetivou, como pelas limitações que são próprias à sua orientação geral.

No que se refere aos investimentos privados em nova capacidade de geração, vimos na seção 2 que estes se mostraram insuficientes por conta da influência de dois fatores relacionados à forma de implementação e ao contexto no qual se deu a reestruturação. Tais fatores foram a perspectiva de privatização das geradoras federais e estaduais – que desestimulou novas inversões privadas porque a possibilidade de aquisição de tais ativos representava alternativa de investimento mais segura e rentável aos agentes privados – e a

²⁸⁵ Interessa ressaltar que a aquisição do controle de empresas do setor por grupos transnacionais traz inevitavelmente maiores pressões sobre o mercado de câmbio e tende a elevar o endividamento externo. Como as empresas do setor faturam em moeda local, as remessas de lucros só podem se realizar caso os controladores comprem divisas no mercado cambial ou obtenham empréstimos externos em moeda forte. Também não podemos deixar de mencionar que o elevado diferencial das taxas de juros domésticas induz o endividamento externo de todos os atores econômicos habilitados a operar nos mercados financeiros internacionais, sejam estes agentes nacionais, sejam empresas estrangeiras.

tentativa equivocada e frustrada de constituição de um mercado concorrencial que envolvesse a energia nova e a energia velha.

Quanto aos investimentos públicos, vimos que estes foram restringidos em decorrência da reestruturação e da política econômica, que, através do controle do crédito disponível às estatais, do estabelecimento de limites para os investimentos públicos e da tentativa de maximizar receitas de privatizações, procuravam, sem sucesso, reduzir o intenso ritmo de crescimento da dívida pública. Tais eventos certamente constituem determinantes decisivos da crise iniciada em 2001, evidenciando também que, a despeito do anúncio do fim das intervenções do governo na gestão das empresas do setor, as empresas estatais continuaram sendo instrumentos para a conquista de objetivos macroeconômicos contraditórios à sua boa gestão.

Da discussão da terceira seção emergiram conclusões importantes acerca da inconformidade da orientação geral da reestruturação. A primeira delas se refere à impossibilidade do regime concorrencial orientar a expansão do sistema dadas as especificidades dos ativos setoriais. Como abordado na seção 3.1, isso se deve à ausência de mecanismos de ajuste automático entre a oferta e a demanda no curto e no longo prazo, à comprovação de que, por se tratar de serviço público, qualquer risco de escassez deve ser evitado *a priori*, ao fato de que as especificidades dos ativos impõem a coordenação e tornam o preço de curto prazo fortemente volátil, bem como à constatação de que, num regime competitivo, sempre é possível que surja uma situação de subcontratação de energia da parte das distribuidoras, o que dificulta a viabilização dos pacotes de financiamento, podendo trazer uma situação de subinvestimento.

A segunda conclusão geral advinda da terceira seção se refere às discussões realizadas na seção 3.2. Como vimos naquela passagem, há fatores adicionais a indicar a inadequação da tentativa de introduzir um modelo concorrencial no setor elétrico brasileiro. Tais fatores se reportam à verificação de que a introdução da competição, ao contrário do que se supunha, acentua a tendência de aumento das tarifas e traz o crescimento do potencial de conflito entre os agentes, bem como à identificação de que a estratégia de desverticalização traz efeitos adversos ao bom desempenho do setor.

Da discussão exposta na seção 3.2 também emergiram apontamentos adicionais que evidenciaram outros erros associados à forma de execução da política de reestruturação.

Tais apontamentos se referem ao equívoco representado pela estratégia peculiar de transformação da matriz energética brasileira, à comprovação de que os mecanismos de mercado não permitiram a boa gestão da água (algo fundamental num sistema predominantemente hidrelétrico), às limitações das principais instituições criadas no período, e, por fim, aos impactos adversos associados à privatização.

Finalmente, na quarta seção discutimos o percurso da crise financeira recente procurando associá-la aos problemas trazidos pela reestruturação e às deficiências estruturais do padrão de financiamento setorial. A esse respeito, vimos, em primeiro lugar, que, dadas as fontes de incerteza associadas à reestruturação, a recuperação tarifária e a melhoria na geração de caixa das empresas se tornaram insuficientes para induzir a expansão necessária dos financiamentos e investimentos privados. Em segundo lugar, destacamos que, em que pese os impactos da deterioração das condições de financiamento sobre a situação financeira das empresas do setor em 2002, a origem da crise mais recente residiu na reestruturação setorial, que, ao trazer o racionamento, trouxe também a adoção de medidas que levaram inevitavelmente à forte redução do consumo e, portanto, à redução expressiva do faturamento das empresas já a partir de 2001.

Não obstante a manifestação desses elementos, também era evidente a presença de alguns aspectos a indicar traços de continuidade em se tratando do padrão de financiamento vigente antes da reestruturação. Acerca de tais elementos, ressaltamos a permanência do papel de destaque das instituições públicas no financiamento setorial, a freqüente constituição de amplas garantias estatais na viabilização de investimentos, a recorrência de processos de estatização e socialização das perdas, bem como a manutenção e ampliação da forte dependência das empresas do setor aos capitais externos.

Em suma, os argumentos expostos nessa seção revelaram que a reestruturação dos anos noventa, o ingresso do capital privado no setor, o surgimento de inovações financeiras (como o *project finance*) e a recuperação das tarifas, diferentemente do que se esperava, não foram capazes de criar as bases de um novo padrão de financiamento adequado à expansão setorial.

Considerações finais.

Analisados alguns dos aspectos mais relevantes acerca da expansão e da evolução institucional do setor elétrico brasileiro desde o início do modelo estatal até a crise do modelo competitivo, é chegado o momento de realizarmos um balanço final. Como anunciado na introdução deste trabalho, esse balanço buscará oferecer uma contribuição ao debate sobre os papéis do Estado, dos capitais privados e da concorrência no setor elétrico brasileiro, trazendo algumas reflexões acerca das seguintes questões:

- i- Quais eram as principais qualidades e imperfeições do antigo modelo estatal?
- ii- Quais problemas foram gerados a partir da reestruturação dos anos noventa, seja no que se refere à expansão setorial, seja no que diz respeito a outros condicionantes importantes do acesso ao serviço público em questão?
- iii- Em se tratando do padrão de financiamento setorial, que problemas persistem desde os tempos do modelo estatal até a crise do modelo concorrencial?

Qualidades e imperfeições do modelo estatal

Vimos no primeiro capítulo deste trabalho que alguns dos problemas que se manifestaram no período recente – notadamente os baixos investimentos na expansão do sistema e as elevadas tarifas – já haviam marcado o contexto que antecedeu a inauguração do modelo estatal. Acerca da superação de tais problemas àquela época, foi demonstrado que esta envolveu tanto a substituição das concessionárias estrangeiras por concessionárias estatais, como o início da montagem de um sistema de geração predominantemente hidrelétrico. Em suma, vimos que através dessa estratégia e da mobilização de vultosas somas de recursos financeiros foram viabilizados grandes investimentos estatais e foi formado, gradualmente, um notável sistema hidrelétrico interligado plenamente adequado à dotação de recursos que caracteriza o território nacional.

Se, de um lado, é correto destacar os avanços associados ao início da intervenção estatal, de outro, é necessário admitir também que esta foi, aos poucos, apresentando algumas limitações relevantes. No que se refere a esse tema, vimos que os problemas do modelo estatal se tornaram mais claros apenas a partir da segunda fase de intervenção e que eles não se limitavam aos graves impactos ambientais e sociais referentes a vários empreendimentos hidrelétricos de grande porte.²⁸⁶ Como destacado, nessa segunda fase começaram a surgir indícios de uma crise financeira, institucional e federativa à medida que a política de centralização de recursos e decisões na esfera federal foi seguida por uma série de intervenções governamentais altamente adversas às empresas do setor,²⁸⁷ pela deterioração das condições de financiamento e pela omissão das autoridades no que diz respeito a outros problemas que já eram identificados pelos especialistas e estudiosos do tema.

Quanto a esses problemas, vimos que eles diziam respeito, sobretudo, ao viés expansionista dos investimentos e ao fraco controle sobre os custos das concessionárias. Acerca do viés expansionista,²⁸⁸ pudemos constatar que este só se tornou bastante nítido e problemático quando, a partir do início dos anos oitenta, foi significativamente reduzido o ritmo de crescimento da economia brasileira. De fato, naquele contexto ficou claro que a sistemática de planejamento era incapaz de adaptar o ritmo dos investimentos à crescente fragilidade financeira das empresas e à menor intensidade da expansão do consumo.

Essa incapacidade, como esperamos ter demonstrado, resultava de vários fatores. Dentre estes, demos destaque à utilização das empresas do setor como instrumentos da

²⁸⁶ Como vimos em nota do primeiro capítulo, embora a análise do impacto ambiental atuasse como condição para a viabilização da inclusão da obra no plano de expansão, em muitos casos esses estudos ambientais, ou foram insuficientes, ou mal conduzidos, ou simplesmente negligenciados no momento da inclusão das obras no plano de expansão. São provas suficientes nesse sentido o desastre ecológico causado pela UHE Balbina, o próprio caso de Itaipu (onde, segundo a reportagem *'Principais focos da luta ambiental'* da revista CartaCapital 313, de 20/10/2004, sequer houve licenciamento ambiental) e a existência do Movimento dos Atingidos pelas Barragens.

²⁸⁷ Essas intervenções envolveram o uso prolongado das tarifas como instrumento da política de estabilização, o estabelecimento de limites rigorosos ao investimento das concessionárias estaduais e o endividamento externo forçado das concessionárias estatais num contexto de franca deterioração das condições de financiamento.

²⁸⁸ A identificação de um 'viés expansionista' não equivale à verificação de situações recorrentes de excesso de capacidade produtiva. Como o investimento setorial é de longo prazo e a expansão do consumo é incerta por natureza, é desejável que exista alguma sobreoferta de capacidade dado que os prejuízos inerentes a uma situação de escassez de energia são muito superiores àqueles decorrentes de uma situação de sobreoferta. Desse modo, quando adotamos a expressão 'viés expansionista' estamos nos referindo a algo mais específico, vale dizer, ao descontrole dos investimentos na expansão do sistema, assunto tratado no primeiro capítulo deste trabalho.

política governamental de captação de recursos externos, que representa, juntamente com a estratégia de contenção das tarifas reais, um dos determinantes cruciais da crise desse modelo. No que diz respeito à forma pela qual essa política induziu o descontrole dos investimentos, vimos que, como grande parte dos créditos em moeda forte assumia a forma de adiantamentos para a compra de equipamentos e serviços para as obras planejadas, foi desencadeado um processo de ‘caça às obras’ que não encontrava justificativa em estimativas minimamente realistas de expansão do consumo.

Esse fator, porém, não foi o único determinante do viés expansionista. Também contribuiu para tanto o ciclo vicioso desencadeado pela redução do valor real das tarifas, bem como uma fragilidade inerente ao processo de planejamento setorial, qual seja, a inexistência de mecanismos que permitissem readequar a alocação de recursos para investimentos e redefinir o cronograma de obras a partir do início das mesmas. Aliás, como vimos, esta última tarefa se tornava particularmente complexa porque o setor era marcado pela presença de importantes empresas estaduais articuladas ao conjunto de poderosos interesses privados, que, num contexto de equalização tarifária, queda das tarifas reais e conflitos com a esfera federal em torno das transferências de recursos intra-setoriais, apressavam o início de várias obras para forçar o direcionamento dos escassos recursos para suas áreas de concessão.

Quanto ao insuficiente controle sobre os custos setoriais, foi visto que suas causas fundamentais se reportavam à concentração de poderes na ELETROBRÁS, ao desaparecimento do DNAEE e à equalização tarifária. Acerca das duas primeiras questões, vimos que a estratégia de centralização de poderes e recursos na esfera federal levou à delegação de amplas tarefas à *holding*, o que trouxe a sobreposição de seus interesses empresariais com a função de coordenação.²⁸⁹

Na verdade, o notório desaparecimento do DNAEE e a maior autonomia de ação da ELETROBRÁS faziam com que a regulação fosse mais facilmente exercida pela *holding* do que pelo DNAEE. Porém, a superposição de papéis fazia com que o princípio da neutralidade – que é fundamental para a realização adequada das atividades de regulação e

²⁸⁹ Como exemplo concreto da centralização de poderes na ELETROBRÁS e esvaziamento da capacidade de ação do DNAEE podemos citar a Lei de Itaipu, que estabeleceu a obrigatoriedade de submissão das decisões do DNAEE à *holding*, o que fez com que a outorga de novas concessões (atribuição do DNAEE) passasse a se subordinar ao planejamento elaborado pela ELETROBRÁS.

fiscalização – fosse comprometido pelos interesses empresariais da ELETROBRÁS. Prova disso seria a ausência de parâmetros que balizassem o desempenho das empresas controladas, o que evidenciava despreocupação quanto à eficiência microeconômica e, portanto, quanto à evolução dos custos do serviço prestado.²⁹⁰

Com relação à equalização tarifária, vimos que sua instituição passou a desestimular o aumento da produtividade, o que reduziu as possibilidades de ocorrerem novas reduções do custo do serviço e, portanto, quedas subsequentes dos valores tarifários que não afetassem adversamente a situação financeira das empresas. Isso ocorria tanto porque a equalização passou a impedir que os resultados financeiros das empresas fossem comprometidos pela eventual ineficiência das mesmas, como porque, a partir dela, os diferenciais de rentabilidade acima da remuneração legal ou da taxa média de remuneração passaram a ser direcionados para o fundo de equalização (RGG ou RENCOR). Além disso, quando, a partir da segunda metade dos anos setenta, é imposta a política de redução das tarifas reais e são desencadeados conflitos em torno da alocação dos recursos setoriais, a equalização tarifária também passou a contribuir para o descontrole dos investimentos ao criar no setor a cultura do ‘gaste antes que outro gaste’, já que o início de obras funcionava como meio de pressão pela complementação de recursos.

Postos os problemas típicos da segunda fase da intervenção e algumas limitações fundamentais do modelo estatal, encerramos esse tópico reiterando, uma vez mais, que a verificação das deficiências listadas acima não significa que aquele arranjo institucional não tivesse qualidades importantes. Em relação a tais qualidades, devemos sublinhar novamente a conquista de vários objetivos centrais e a superação de problemas que marcaram o período onde as concessões do setor ainda eram dominadas por empresas estrangeiras.

²⁹⁰ Santana & Oliveira (1999a: 111) têm uma interpretação similar ao afirmarem que: “...o arranjo de governança predominante dava também à ELETROBRÁS um poder de regulador e, implicitamente, autonomia para resolver, formal ou informalmente, conflitos de natureza comercial e institucional, muitos deles responsabilidades típicas do poder judiciário. Neste sentido, ainda que a presença da coordenação central da operação dos sistemas seja um dos fatores determinantes da otimização do uso das instalações de geração e transmissão, o exercício, ao mesmo tempo, de múltiplas funções estratégicas para o desempenho da indústria acabou transformando tal estrutura de governança em mais uma fonte de ineficiência. Na prática, o ‘baixo’ preço da resolução dos conflitos induzia a uma gestão muito pouco profissional das empresas, inclusive nas quase-firmas, a qual se retratava nos excessos de custos, na incapacidade de autofinanciamento dos investimentos e na inadimplência generalizada dos contratos de suprimento.”

Dentre os avanços obtidos, destaque-se, em primeiro lugar, o fato de que o modelo estatal, “(f)uncionou como uma ‘máquina autônoma’ de acumulação de capital, ou seja, gerou investimentos estatais com elevado grau de ‘autonomia’ em relação ao crescimento da demanda passada, (foi) pouco exigente em matéria de risco e rentabilidade (...) e (foi) guiado pelo princípio de minimização do ‘risco de déficit’ de energia a médio e longo prazos” (Bielschowsky, 1997: 4). Ressalte-se, em segundo lugar, que a decisão estatal de desenvolver um amplo sistema hidrelétrico interligado favoreceu a manutenção de valores tarifários relativamente baixos, o que representou diferencial positivo de competitividade para a economia brasileira durante várias décadas. Em terceiro lugar, ao ter trazido a substituição das concessionárias estrangeiras por concessionárias nacionais, o modelo estatal contribuiu para a redução das elevadas remessas de lucros que antes oneravam nosso Balanço de Pagamentos. Por fim, ao ter gerado elevadas taxas de investimento, o modelo estatal também favoreceu sobejamente o desenvolvimento de outros segmentos industriais fortemente associados à sua expansão (caso da indústria nacional de bens de capital), permitindo a rápida evolução da engenharia nacional e ampla criação de empregos.

Em suma, o modelo estatal possuía qualidades importantes e limitações, o que indicava que a superação destas não passava necessariamente pela substituição total daquele arranjo institucional ou pela promoção da concorrência ao posto de elemento balizador do funcionamento e da expansão setorial. Ou seja, a despeito do fato de que a crise do modelo estatal tenha sido originada por decisões equivocadas de governo (como a insistência numa política de contenção das tarifas e endividamento externo forçado das empresas estatais) e da existência das limitações assinaladas, nada indicava que não seria possível obter avanços importantes aprimorando o modelo estatal.

Os problemas gerados a partir da política de reestruturação dos anos noventa.

Se é certo, por um lado, que a reestruturação brasileira não representa o único caso onde a introdução da concorrência foi sucedida pela emergência de novos problemas,²⁹¹ por outro, também é correto que, no caso brasileiro, mudanças desse tipo podem assumir gravidade particular. Isto é verdadeiro porque, diferentemente dos países centrais, “(n)o Brasil, (...) a infra-estrutura energética está longe da maturidade, subsistindo significativas oportunidades de economias de escala. A organização do mercado nacional está em sua fase infante, e as necessidades adicionais de infra-estrutura estão longe de serem marginais” (Oliveira, 2001: 203).

Sendo significativas as necessidades de expansão anual da capacidade de geração e transmissão, há que se reconhecer que qualquer iniciativa de transformação institucional deveria dedicar atenção especial aos investimentos nesses segmentos para evitar que um quadro de escassez de eletricidade pudesse bloquear um eventual processo de crescimento econômico. Ademais, como salienta Bielschowsky (2002: 94), diferentemente do que ocorre em outros países, no Brasil os efeitos da instauração de um quadro de escassez são dificilmente amenizados e superados no curto prazo, tanto em função da impossibilidade de se importar grandes volumes de eletricidade dos países vizinhos,²⁹² como devido à inexistência de um número suficiente de centrais termelétricas que operem como sobreoferta do sistema predominantemente hidrelétrico.

Ora, essa atenção especial em relação à expansão da capacidade de geração e transmissão simplesmente não existiu quando da reestruturação dos anos noventa.²⁹³ Provas disso seriam o planejamento apenas indicativo da expansão da capacidade de geração, a inclusão de ativos de geração altamente competitivos no cronograma de privatizações,²⁹⁴ a inexistência de cláusulas nos contratos de concessão de empresas de geração privatizadas

²⁹¹ Discussões relevantes sobre experiências internacionais de reestruturação podem ser encontradas nas obras de Maciel (1995: 62 a 104), Oliveira (1998), Oliveira *et alli* (1997: 35 a 50 e 117 a 133) e Fehr & Harbord (1993)

²⁹² Ainda não há linhas de transmissão suficientes para permitir o transporte significativo de eletricidade entre os países da América do Sul.

²⁹³ Como exposto no segundo capítulo, a inexistência dessa atenção especial justificava-se a partir da suposição de que, após a política de reestruturação, as forças de mercado assumiriam o papel de induzir a expansão dos investimentos privados.

²⁹⁴ Como vimos no terceiro capítulo, a perspectiva de privatização de ativos de geração competitivos trouxe forte desestímulo ao investimento privado em nova capacidade de geração.

que estipulassem investimentos mínimos,²⁹⁵ bem como o estabelecimento de restrições ao financiamento e aos investimentos das empresas estatais num contexto onde uma análise cuidadosa poderia ter indicado a existência de profunda incerteza em torno dos novos investimentos privados.

Aliás, no que diz respeito à incerteza, vimos que, como esta provinha de várias fontes, tornava-se extremamente temerário delegar às forças de mercado a tarefa de induzir a expansão dos investimentos. Sem dúvida alguma, naquele contexto vários fatores apontavam que seria praticamente inviável a constituição de um mercado de longo prazo para a energia nova, condição fundamental para a montagem de pacotes de financiamento que viabilizassem novos investimentos privados. Entre tais fatores, destaque foi dado aos contratos iniciais (que, mantendo a energia velha temporariamente fora do mercado, desestimularam a contratação de energia nova), aos patamares estabelecidos para o valor normativo (considerados insuficientes pelos investidores privados), à incerteza quanto à evolução dos custos marginais de longo prazo e quanto ao comportamento da demanda, à demora na definição das regras tarifárias, à ausência de mecanismos de seguro contra o risco sistêmico e, finalmente, às deficiências do modelo que calculava o preço *spot*.

Se, por um lado, é consistente a afirmação de que a política de reestruturação não deu a importância devida a tais elementos, por outro, também é correto que esta não foi sua única limitação. Isto porque, mesmo que não tivesse sido problemático o contexto no qual se deu a reestruturação – e mesmo que não tivessem surgido obstáculos à introdução do modelo concorrencial originalmente pretendido²⁹⁶ –, havia outras razões que apontavam para a inadequação da estratégia de introdução do padrão de concorrência inicialmente concebido pelos reformadores.

A primeira dessas razões seria a incapacidade do regime competitivo idealizado orientar a expansão setorial no longo prazo. Como vimos no terceiro capítulo, essa incapacidade resulta das especificidades dos ativos setoriais – que tornam inerente a forte

²⁹⁵ Explicitamos no segundo capítulo que a exceção, nesse caso, foi a privatização da CESP Paranapanema.

²⁹⁶ Como exposto no segundo capítulo, alguns fatores impediram que a estratégia original de criação de um modelo ainda mais apoiado na concorrência obtivesse sucesso. Dentre tais fatores, destacamos as especificidades dos ativos setoriais (que impõem a necessidade de coordenação), a existência de custos marginais crescentes (que tornou problemática a iniciativa de liberalização imediata da atividade de comercialização de energia elétrica) e a federalização inconclusa do setor (que, ao ensejar dificuldades políticas à realização plena das privatizações e da desverticalização, comprometeu o livre acesso, que era condição para a introdução do regime concorrencial inicialmente concebido para o segmento da geração de energia).

volatilidade do preço *spot*, impõem a coordenação das estratégias dos agentes e impedem que algumas variáveis assumam a relevância esperada –, da constatação de que, nesse regime concorrencial, sempre existem dilemas e incertezas que tornam possível a ocorrência de um quadro de subinvestimento, de prejuízos inesperados e de uma situação de escassez que é absolutamente indesejável por se tratar de serviço público, bem como da verificação de que, nesse setor, não há ajuste automático que viabilize rapidamente a retomada dos investimentos e a superação do quadro de escassez.

A segunda razão da inadequação da estratégia em foco, como vimos, se reporta aos outros problemas relacionados à iniciativa de introdução do modelo competitivo idealizado. Entre estes, foi dado destaque, em primeiro lugar, ao fato de que a promoção da competição gera, ao contrário do que se supõe, pressão em favor do aumento das tarifas (sobretudo para os pequenos consumidores) e maior potencial de conflito entre os consumidores.²⁹⁷ Em segundo lugar, foram ressaltadas as adversidades que poderiam resultar da desverticalização de grande parte dos ativos setoriais, condição da efetivação do regime concorrencial inicialmente concebido para os segmentos da comercialização e geração de energia. Entre estas, fizemos menção especial às perdas de escala e escopo (que afetam negativamente os custos e a capacidade de modernização tecnológica das empresas) e à possibilidade de descoordenação entre investimentos, operação e manutenção dos ativos de geração e transmissão e seus prováveis efeitos – como a redução da eficiência produtiva das centrais através da queda do volume de energia garantida.

Não se encerra aqui, porém, o exame crítico da política de reestruturação, mesmo porque nossa avaliação dessa política não se restringiu à análise de sua orientação geral e dos seus impactos sobre os investimentos. De fato, também mereceram nossa atenção os instrumentos específicos a partir dos quais ela foi executada e, fundamentalmente, os problemas associados a tais instrumentos. A esse respeito, destaque foi dado às privatizações, à busca pela autonomia normativa (através da criação de novas instituições) e à estratégia particular de transformação da matriz energética.

²⁹⁷ Não é desnecessário resgatar também no que tange a essa questão que, a despeito da reforma ter introduzido estímulos ao aumento da produtividade através da adoção de uma nova metodologia tarifária (o que significou a superação de uma limitação do modelo estatal), ela reservou inicialmente os benefícios de tais ganhos apenas às empresas do setor. De certo, a conquista de benefícios efetivos para os consumidores foi problematizada pelas dificuldades colocadas à ação da ANEEL, pela adoção de valor zero para o Fator X quando das primeiras revisões tarifárias e pela escolha do IGPM como índice de correção do valor das tarifas.

Com relação à matriz energética, vimos que constituía grande equívoco a ampliação do número de centrais térmicas inflexíveis operando em regime de concorrência com as centrais hidrelétricas. Como esperamos ter demonstrado, dadas as especificidades setoriais, os efeitos dessa iniciativa não poderiam deixar de ser o encarecimento desnecessário das tarifas, o surgimento de maiores pressões sobre o Balanço de Pagamentos, as menores possibilidades de consolidação de uma engenharia nacional de ponta, além de efeitos ambientais como o aumento da emissão de gases poluentes. Em suma, por essas razões concluímos que, afora a pertinência da expansão do parque de térmicas flexíveis como sobreoferta do sistema, seria preferível manter a estratégia de ampliar o aproveitamento do potencial hidrelétrico remanescente.²⁹⁸

No que se refere às instituições criadas com a finalidade de introduzir um quadro de autonomia normativa, vimos que a constituição das mesmas também não se deu sem a manifestação de novos desajustes. Exemplos importantes nesse sentido foram o desbalanceamento de poderes que tanto restringia a ação da ANEEL,²⁹⁹ a insuficiência de recursos humanos e financeiros que impediu ações mais efetivas do CCPE, a limitação inerente às metodologias de planejamento de expansão nos segmentos de geração e transmissão, bem como a incapacidade do MAE sinalizar preços de curto prazo que pudessem balizar satisfatoriamente decisões de longo prazo.

Em se tratando do processo de privatizações, vimos que este ensejou pressões adversas sobre o Balanço de Pagamentos ao trazer uma tendência de crescimento das importações e das remessas de lucros e dividendos. Vimos também que outro efeito importante relacionado a esse processo foi a privatização da renda hidráulica, que implicou perda de fontes de receitas que o setor produtivo estatal poderia fazer uso para alavancar

²⁹⁸ Não se deve deduzir dessas observações, entretanto, que estejamos defendendo uma estratégia de aproveitamento total do potencial hidrelétrico remanescente e a construção de grandes usinas hidrelétricas a qualquer custo. Como no caso de qualquer empreendimento energético, há que se levar em conta, entre outras, as questões ambientais e sociais, que, em muitos casos, são complexas, têm difícil solução e elevado custo para as comunidades locais. Além disso, nessa passagem estamos confrontando apenas duas opções energéticas: a alternativa hidrelétrica historicamente consolidada e a termelétrica inflexível incentivada pela reestruturação dos anos noventa, o que é absolutamente insuficiente para balizar uma discussão adequada sobre a matriz energética que se deseja para o país. Certamente há outras opções energéticas (conservação, biomassa, etc) que também deveriam ser levadas em conta numa discussão mais detalhada sobre o tema.

²⁹⁹ No que diz respeito à ANEEL, é interessante notar que, se por um lado, sua criação significou a superação de um limite relevante do modelo estatal – vale dizer, a concentração de funções contraditórias (atividade de regulação, que exige neutralidade, e a função empresarial) na ELETROBRÁS –, por outro, o desbalanceamento de poderes e outras dificuldades típicas do período posterior à criação da agência acabaram mantendo os impedimentos à realização satisfatória das atividades fiscalizadora e regulatória.

investimentos mínimos na expansão do sistema. Tais discussões indicaram, portanto, que as consequências adversas do processo de privatizações não se restringiram ao forte desestímulo ao investimento privado em nova capacidade de geração, o que, aliás, já seria suficiente para indicar a impertinência da sua realização naquele contexto.

Em síntese, os apontamentos listados acima nos levam a concluir que foi absolutamente equivocada e mal-sucedida a estratégia expressa na reestruturação dos anos noventa. Em primeiro lugar, foi demonstrado que, ao contrário do que se supunha, a promoção da concorrência a um posto de destaque na dinâmica setorial eleva os níveis de incerteza contribuindo decisivamente para a realização de baixos investimentos na expansão do sistema.³⁰⁰

Em segundo lugar, ficou claro que se a política de reestruturação tivesse logrado seu objetivo de criar o modelo concorrencial originalmente concebido, novos problemas teriam surgido e outros teriam se agravado.³⁰¹ Não é demasiado repetir em se tratando desse tema que, se aquela estratégia tivesse se completado, teria sido instalado um modelo institucional que, além de ser incapaz de orientar a expansão setorial, traria perdas ainda maiores aos consumidores através de aumentos tarifários adicionais. Ademais, ao promover a desverticalização plena dos ativos, tal modelo colocaria em permanente risco a eficiência produtiva e a coordenação da operação e dos investimentos nos diversos segmentos do sistema.

Por fim, a análise realizada também evidenciou a inadequação da estratégia de privatização, a inconveniência da iniciativa particular de transformação da matriz energética e, finalmente, as limitações das instituições criadas nos anos noventa. Em suma, essas discussões revelaram que, além das restrições citadas, a política de reestruturação também foi cercada de problemas relacionados à sua forma específica de implementação.

³⁰⁰ Lembremos que, entre outros autores, Pires (2000) e Camargo (2001) defendiam a tese de que a expansão dos investimentos privados dependia do sucesso da estratégia de promoção da competição.

³⁰¹ Nossa posição, portanto, diverge fundamentalmente da visão expressa no Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (GCE, 2001). Ou seja, não concordamos com a conclusão de que seria desejável aprimorar o modelo inaugurado pela política de reestruturação.

Elementos de ruptura e continuidade acerca do padrão de financiamento setorial.

As discussões realizadas no terceiro capítulo também nos permitiram cumprir outro objetivo importante: identificar elementos de continuidade e de ruptura na trajetória do padrão de financiamento setorial. A primeira questão evidenciada a esse respeito foi o desempenho das fontes tradicionais de financiamento setorial (ELETROBRÁS e BNDES) e o papel dos agentes estatais (ELETROBRÁS, BNDES e PETROBRÁS) na constituição de parceiras com os investidores privados e na oferta de crédito em geral.

Em se tratando dessa questão, vimos que, exceto pela atuação destacada do BNDES no financiamento das privatizações e pelas restrições colocadas à concessão de financiamentos públicos às concessionárias estatais, não houve mudança essencial no papel exercido pelos atores estatais em relação ao que se observava durante a vigência do modelo anterior. Ou seja, embora tenham surgido inovações financeiras (como o *project finance*) e investidores privados tenham ingressado no setor (diga-se, de passagem, num contexto de forte elevação das tarifas), a viabilização dos financiamentos continuou dependendo fundamentalmente da ação estatal.

Quanto às parcerias, frisamos que, embora elas tenham sido comumente classificadas como investimentos predominantemente privados, as mesmas só puderam ser realizadas a partir do oferecimento de vastas garantias por parte da ELETROBRÁS, do BNDES e da PETROBRÁS aos demais sócios privados. Como demonstramos naquela passagem, a principal explicação da manutenção desse papel preponderante do Estado repousava no fato de que, tanto a emergência de várias fontes de incerteza a partir da reestruturação, como os juros elevados e o surgimento de novos riscos associados a fatores de ordem macroeconômica e sistêmica, inviabilizavam uma participação mais destacada do setor privado na mobilização de recursos para investimentos de longo prazo. Essa baixa participação do capital privado, portanto, além de induzir o oferecimento de garantias públicas adicionais para a efetivação de algumas parcerias, também contribuiu para a manutenção da importância dos agentes estatais (ELETROBRÁS e BNDES) nos financiamentos que se realizavam por meio de estruturas financeiras tradicionais.

Em suma, embora a emergência de novas modalidades de financiamento tenha sido apresentada como algo promissor,³⁰² no caso brasileiro, a adoção das mesmas certamente não alcançou as expectativas criadas. Isso ocorreu porque, dados o elevado nível de incerteza e a maior aversão ao risco dos agentes privados, as vantagens desse tipo de estrutura financeira não poderiam, apenas por suas próprias potencialidades, induzir a ampliação expressiva de financiamentos e investimentos privados. Conseqüentemente, tampouco poderiam ter reduzido a importância dos agentes estatais, que, como vimos, assumiram a maior parte dos riscos dos projetos, contribuindo para a gênese daquilo que Santos Neto (2003) denominou de '*project finance à brasileira*'.³⁰³

Uma segunda questão evidenciada no terceiro capítulo com vistas à investigação de elementos de continuidade e ruptura se refere ao retrato da situação financeira das empresas do setor ao final dos anos noventa e à identificação de sinais de fragilidade no padrão de financiamento setorial. Acerca desse tema, foi enfatizado que, em que pese a verificação de eventos positivos para as empresas – como a elevação significativa do valor real das tarifas e a melhoria das condições de financiamento – ainda prevalecia ao final dos anos noventa uma fragilidade estrutural importante: a forte dependência por recursos externos, que tornava elevada a vulnerabilidade dos agentes setoriais aos movimentos dos mercados financeiros.

No que se reporta a essa questão, vimos que, dada a instabilidade típica dos mercados financeiros, não eram reduzidas as possibilidades de ocorrer uma nova crise financeira setorial menos de dez anos após o encontro de contas de 1993. De fato, tal crise acabou se impondo e, embora ela não tenha sido originada pela vulnerabilidade acima citada, ela acabou sendo agravada pela mesma a partir de 2002.

Mais especificamente, a crise em foco, diferentemente da crise dos anos oitenta, teve origem na própria inconsistência do modelo institucional vigente, que, ao trazer o subinvestimento, trouxe também o racionamento, a vigorosa redução do consumo e a forte retração do faturamento das empresas já em 2001. Posteriormente, essa crise foi exacerbada

³⁰² Veja a esse respeito os trabalhos de Ferreira (1995) e Finnerty (1996).

³⁰³ A observação de que não houve transformação radical no papel desempenhado pelos agentes estatais não significa, porém, que não tenham ocorrido mudanças relevantes desde a crise dos anos oitenta até o período mais recente. Provas disso seriam os eventos típicos dos anos noventa, quais sejam, o início de uma tendência de forte recuperação das tarifas, a melhoria das condições de financiamento das empresas do setor (posteriormente revertida a partir da manifestação de recorrentes crises nos mercados financeiros) e a já mencionada restrição à concessão de financiamentos públicos aos agentes estatais.

pela deterioração das condições de financiamento da economia brasileira em 2002 na medida em que a significativa desvalorização cambial e a elevação das taxas de juros trouxeram o crescimento expressivo do serviço das dívidas das empresas do setor. Em suma, estes foram os determinantes e agravantes principais da nova crise financeira e, portanto, do surgimento de pressões para que o Estado adotasse, recorrentemente, novas políticas de socialização das perdas.³⁰⁴

Em síntese, a reestruturação dos anos noventa não sanou limitações importantes do padrão de financiamento setorial e tampouco conseguiu eliminar o papel protagônico dos agentes estatais. Isso seria particularmente correto a despeito do surgimento de inovações financeiras e do ingresso de capitais privados, que, como vimos, não apenas não eliminaram a forte dependência face aos empréstimos e financiamentos externos, como ampliaram a vulnerabilidade das empresas, dos consumidores e dos contribuintes às instabilidades típicas dos mercados financeiros.³⁰⁵

Algumas lições da análise da evolução institucional e financeira do setor elétrico brasileiro: os papéis da concorrência, do Estado e dos capitais privados.

As discussões realizadas até aqui indicaram, reiteradas vezes, que os ativos do setor elétrico nacional possuem especificidades importantes que tornam problemática qualquer tentativa de reorganização institucional que reserve às forças de mercado um papel central na dinâmica setorial. Embora essa conclusão possa contrariar expectativas e opiniões de

³⁰⁴ Note-se quanto às políticas de socialização de riscos e perdas que, enquanto o setor era dominado por agentes estatais, elas demoravam a ocorrer. Lembre-se que o encontro de contas que equacionou parcialmente a crise do modelo estatal ocorreu apenas em 1993, ou seja, mais de uma década após o início da crise financeira. Por outro lado, depois da reestruturação dos anos noventa, passamos a assistir à crescente rapidez no acionamento desses mecanismos e ao encurtamento dos prazos em que se realizavam. Recorde-se, por exemplo, que entre os instrumentos de socialização de riscos e perdas adotados no período mais recente estão incluídas as parcerias entre agentes privados e públicos, as garantias estatais expressas no PPT, as garantias de remuneração mínima a alguns agentes privados, o estabelecimento de valor zero ao Fator X quando das primeiras revisões tarifárias e os aumentos tarifários associados ao seguro anti-apagão.

³⁰⁵ É interessante notar ainda a esse respeito que a política de reestruturação dos anos noventa sequer intentou criar mecanismos voltados a impedir que as empresas do setor adotassem estratégias de endividamento muito arriscadas. Como se viu na experiência recente, estratégias desse tipo são muito comuns e podem gerar enormes prejuízos que, mais cedo ou mais tarde, acabam sendo socializados junto aos contribuintes (através de pacotes oficiais de socorro às empresas) e consumidores (através de aumentos extraordinários dos valores tarifários), dada a garantia de equilíbrio econômico-financeiro estabelecida nos contratos de concessão.

vários observadores, entendemos que a mesma não traz, em si mesma, nenhuma implicação adversa uma vez que, “(a)o contrário do que pode parecer – e não raro surge no discurso político sobre o tema – o objetivo central da regulação de atividades econômicas não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes” (Possas *et al*, 1997: 86).

Ora, como vimos, as especificidades setoriais fazem com que as tentativas de constituição de um modelo desse tipo tragam, diferentemente do que se espera, a redução e não o aumento da eficiência produtiva e distributiva.³⁰⁶ Sendo assim, não deveria causar maiores pesares a constatação do fracasso da estratégia básica da política de reestruturação, afinal, a promoção da competição nos vários segmentos do setor elétrico nacional, além de comprometer a eficiência produtiva e distributiva do sistema, trouxe outros problemas relevantes que já foram discutidos.³⁰⁷

³⁰⁶ Segundo Possas *et al* (1997: 86), eficiência produtiva consiste na utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da planta produtiva instalada e da respectiva tecnologia. Já a eficiência distributiva diz respeito à ausência de rendas monopolísticas ou de outros ganhos excepcionais que podem ser apropriados por agentes individuais. Como constatamos no terceiro capítulo (seção 3.2), a eficiência distributiva dos ativos do setor foi reduzida pela introdução de um regime competitivo na comercialização de energia. Sem dúvida alguma, a criação desse regime garantiu a apropriação constante de rendas diferenciadas (a chamada renda hidráulica) pelas centrais mais competitivas. Quanto à eficiência produtiva, foi discutido que esta poderia ser fortemente abalada caso a estratégia de desverticalização – condição da efetivação do modelo concorrencial originalmente previsto para o segmento da geração – atingisse boa parte dos ativos setoriais. Como vimos, a desverticalização não seria desejável, entre outros motivos, por trazer tanto a ameaça de redução da energia garantida do sistema, como perdas de escala e escopo que afetam adversamente a capacidade de modernização tecnológica das empresas e seus custos.

³⁰⁷ Embora já tenhamos abordado esse assunto em várias passagens, julgamos relevante sistematizar nesta nota os problemas associados à promoção da competição nos vários segmentos do setor.

No segmento da comercialização de energia entre geradores, distribuidores e comerciantes atacadistas, vimos que, dado o diferencial de preços entre a energia velha e a energia nova, a promoção da competição seria indesejável por dificultar sobremaneira a realização de investimentos, por gerar aumentos tarifários superiores aos indicados pela tendência de crescimento do custo marginal de geração e, finalmente, por reduzir a eficiência distributiva dos ativos setoriais (veja a esse respeito a nota anterior).

Em relação ao segmento da geração há, em primeiro lugar, a necessidade de preservação do despacho centralizado e da coordenação como meios de otimização dos recursos, o que torna absolutamente indesejável a adoção de um regime de competição que envolva todas as centrais hidrelétricas e térmicas. Essas evidências indicam, portanto, que os investimentos necessários à expansão devem ser planejados segundo o princípio do menor custo e que, num sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, a substituição do regime de concessão pela figura do Produtor Independente é algo absolutamente inadequado, já que a coordenação e a interligação desse sistema tornam todos os geradores igualmente e coletivamente responsáveis pelo atendimento da demanda global. Em segundo lugar, como se trata de um serviço público – e dado que os investimentos são de longo prazo e a demanda é incerta por natureza –, é preciso que exista a garantia de investimentos mínimos e que, entre a hipótese de sobreoferta e escassez de capacidade, a metodologia de planejamento faça prevalecer sempre a primeira. Certamente tais apontamentos não devem ser interpretados como a defesa de uma metodologia de planejamento onde os investimentos não sejam controlados a partir de estimativas justificadas de expansão. Afinal, a crise do modelo estatal já demonstrou que o sobreinvestimento descontrolado também tem custos significativos.

Ainda em se tratando do papel da concorrência, devemos acrescentar, por outro lado, que os apontamentos firmados anteriormente não devem ser interpretados como parte de uma hipotética defesa da abolição de todo e qualquer mecanismo de pressão competitiva. Isto porque, se é correto que a competição não deve ser o elemento orquestrador do funcionamento e da expansão setorial, também é certo que ela pode cumprir papel relevante, por exemplo, nos processos de licitação que reservem as concessões do setor às empresas que oferecerem a menor tarifa pelo serviço prestado.

Em suma, reconhecer as deficiências intrínsecas ao modelo que eleva a concorrência ao papel de elemento organizador das atividades setoriais não implica necessariamente negar a importância pontual de alguns mecanismos de pressão competitiva. Afinal, é na busca por maiores lucros e/ou acesso a novos mercados que os agentes econômicos, estimulados por pressões competitivas e disciplinados por instrumentos regulatórios, podem ampliar investimentos e criar inovações que eventualmente trazem o aumento da produtividade, a redução de custos e a conquista de outros benefícios para os usuários no médio e longo prazos.

Postas essas considerações acerca do papel da competição, centremos as atenções em outra importante questão que emerge das conclusões já traçadas. Mais especificamente, vejamos, em linhas gerais, quais funções poderiam caber ao Estado e aos capitais privados no que diz respeito à expansão do setor no longo prazo.

Em relação aos papéis desses agentes, uma questão central que geralmente é trazida ao debate se refere à indicação de que a crise fiscal e financeira do setor público brasileiro teria tornado inviável a criação de um modelo que tivesse no Estado o principal promotor dos investimentos na expansão do sistema.³⁰⁸ De acordo com essa visão, isso seria correto

Por fim, é preciso evitar que a desverticalização, condição da efetivação do regime concorrencial originalmente concebido para o segmento da geração, traga, entre outras adversidades, a redução da eficiência produtiva dos ativos através da diminuição da energia garantida do sistema e da descoordenação entre a expansão e manutenção da rede de transmissão e do parque gerador.

Com relação à comercialização de energia envolvendo distribuidores, comerciantes varejistas e consumidores também foi destacado que a liberdade de escolha oferecida aos consumidores oculta uma armadilha. Trata-se da possibilidade dos pequenos consumidores acabarem pagando tarifas ainda mais elevadas enquanto os grandes consumidores obtêm maiores descontos em função de seu maior poder de barganha. Outra possível adversidade resultante da adoção da liberdade de escolha seria o provável incremento da incerteza quanto à evolução da demanda em cada área de concessão, o que poderia dificultar a sinalização da demanda total esperada e problematizar as decisões de expansão do sistema.

³⁰⁸ Trata-se, na verdade, da visão já apresentada no segundo capítulo deste trabalho (seção 2.1). Para uma apresentação mais detalhada da mesma, veja Pires *et al* (2002: 9 e 10).

porque a citada crise teria trazido inevitavelmente o esgotamento da capacidade do Estado transferir recursos fiscais para o setor, o que, segundo alguns, ainda seria potencializado pela consolidação da democracia e pela estabilidade monetária, que teriam elevado a influência das pressões sociais por melhores critérios na aplicação dos recursos.³⁰⁹

Segundo os autores que compartilham dessa visão, a decorrência inevitável desses eventos seria a necessidade de se delegar ao capital privado a tarefa de liderar o processo de ampliação dos investimentos na expansão do sistema. Conseqüentemente, ao Estado desprovido de recursos deveria caber, fundamentalmente, a tarefa de criar as condições indispensáveis à viabilização dos investimentos privados, o que se daria, por exemplo, através da garantia da estabilidade das regras institucionais, da criação de um quadro de autonomia normativa e da privatização, entre outros.

A nosso juízo, afora a concordância quanto ao fato de que a crise fiscal dificultou seriamente a mobilização de recursos para a ampliação da capacidade produtiva estatal, a visão acima citada merece algumas ponderações fundamentais. Isto porque, na ausência das mesmas emerge, logicamente, a defesa da privatização total e/ou de novos e significativos aumentos tarifários para viabilizar a expansão setorial no longo prazo, o que, como vimos, não representa solução adequada.

Em primeiro lugar, é preciso ressaltar que a crise fiscal e financeira do Estado não traz inevitavelmente a redução dos investimentos estatais, embora acirre a disputa pelos escassos recursos fiscais disponíveis. Isto é certo, a nosso juízo, porque, a despeito de terem sido restringidos (sob a alegação de escassez de recursos) os investimentos e financiamentos voltados à ampliação da capacidade de geração e transmissão estatal, o Estado destinou montante não desprezível de recursos ao setor, seja através do apoio do BNDES às privatizações,³¹⁰ seja por meio dos pacotes de socialização das perdas

³⁰⁹ Segundo Pires *et al* (2002: 9), “com a consolidação da democracia e com o advento da estabilidade monetária, as demandas sociais impuseram aos governos a necessidade de maior critério na aplicação de recursos da União. Assim, setores de infra-estrutura passaram a disputar os mesmos recursos que setores considerados prioritários, como saúde e educação.”

³¹⁰ Como foi visto no terceiro capítulo (seção 4), entre 1995 e 1999, 65% dos desembolsos do BNDES ao setor elétrico (o que equivale a cerca de R\$ 9 bilhões) voltaram-se à viabilização das privatizações. Entre as empresas beneficiadas por tais empréstimos encontra-se a AES, que descumpriu suas obrigações contratuais ao remeter divisas para o exterior enquanto alegava prejuízos para não saldar seus compromissos junto ao BNDES.

decorrentes dos equívocos e omissões da própria política de reestruturação,³¹¹ seja através da concessão de amplas garantias aos grupos privados na montagem das parcerias que viabilizaram os insuficientes investimentos realizados.

Portanto, não nos parece que a questão central a esse respeito seja a disponibilidade de recursos no curto prazo tomada isoladamente, mas sim o estabelecimento de prioridades políticas e uma avaliação particular dos possíveis ganhos e perdas (fiscais e políticas) decorrentes de cada alternativa ao longo do tempo.

Ainda quanto à suposta inviabilidade da ampliação dos investimentos estatais, podemos acrescentar, em segundo lugar, que a contribuição da ELETROBRÁS ao superávit primário e as restrições aos investimentos e à concessão de empréstimos para as empresas estatais tampouco são decorrências inexoráveis da crise fiscal. São, isto sim, como nos exemplos listados acima, opções políticas historicamente determinadas. Afinal, o Estado poderia promover seu ajuste fiscal recorrendo a outros meios que não a utilização das empresas do setor para a obtenção de finalidades contraditórias à sua lógica microeconômica e à segurança do fornecimento de energia elétrica no longo prazo.³¹²

Em terceiro lugar, como foi demonstrado na crise recente, é preciso levar em conta que a opção pela contenção dos investimentos estatais também impõe custos elevados no longo prazo. Ou seja, é preciso considerar que, tão logo o setor passe a representar um gargalo ao crescimento econômico, surgem outros custos significativos que não apenas aqueles já mencionados. Referimo-nos ao enorme prejuízo que representa para toda a sociedade a queda do ritmo de crescimento do PIB que segue um período de racionamento, bem como aos custos adicionais que emergem da contenção continuada dos investimentos

³¹¹ Com relação ao aporte de recursos públicos no setor após o racionamento de 2001, são muito oportunas a reportagem *'Batalha amazônica'* (publicada na revista CartaCapital n.294, de 9 de Junho de 2004) e as análises do Tribunal de Contas da União contidas no documento *'BRASIL. Tribunal de Contas da União. Acompanhamento da situação econômico-financeira das empresas concessionários do setor'* (2004). A respeito deste trabalho, salta aos olhos, por exemplo, o fato de que, entre 2001 e 2004, os custos do 'apagão' rateados entre os usuários tenham totalizado mais de R\$ 19, 6 bilhões e que os custos do 'apagão' rateados entre os contribuintes brasileiros tenham atingido mais de R\$ 12,5 bilhões! Se somarmos a tais valores os cerca de R\$ 7 bilhões adiantados pelo BNDES a título de custeio do programa de racionamento, chegaremos à constatação de que os equívocos e omissões da política de reestruturação custaram cerca de R\$ 40 bilhões aos usuários e contribuintes entre 2001 e 2004! Note-se, ainda, que nessa conta não estão sendo computados os aumentos tarifários anteriores a 2001, a contribuição das empresas estatais ao superávit primário, as perdas financeiras assumidas pela PETROBRÁS e pela ELETROBRÁS na montagem das parcerias com o setor privado e os prejuízos associados à retração da atividade econômica a partir do racionamento de 2001.

³¹² Vê-se, portanto, a manutenção de um elemento que esteve presente desde os anos oitenta: as empresas estatais continuaram sendo meios de obtenção de finalidades gerais adversas à sua lógica microeconômica.

em infra-estrutura. Em se tratando desta última questão, devemos frisar que, como os investimentos na expansão do sistema são despesas essenciais, sua contenção ao longo do tempo cria passivos que terão que ser cobertos com muito mais recursos no futuro.

Em suma, os argumentos listados acima demonstram como pode ser ainda mais custosa no longo prazo a estratégia de subordinar a expansão do setor aos objetivos imediatos da política econômica e à disponibilidade momentânea de recursos. Aliás, não devemos esquecer que as últimas crises setoriais resultaram exatamente dessa subordinação³¹³ e do fato de que a elaboração de alternativas de financiamento mais consistentes ao longo do tempo – para a expansão setorial, para a conquista de objetivos prioritários de política econômica e para a sociedade, em geral – não foi alçada à condição de objetivo politicamente relevante. Não se trata, portanto, de fugir de um (aparente) impasse, mas de constatar que se quisermos evitar os erros do passado é preciso recolher esses ensinamentos e superar os limites dados pela disponibilidade imediata de recursos e pela lógica de curto prazo dos agentes e dos mercados.

Por fim, ressaltamos que a discussão anterior não deve ser confundida com a defesa da reestatização total ou da retomada integral do modelo institucional vigente até 1993 uma vez que, como vimos, aquele modelo também apresentava problemas importantes. Na verdade, como a herança da crise recente ainda é muito pesada, cremos que, no que diz respeito ao financiamento da expansão setorial, o mais correto seria reunir todos os esforços disponíveis para a adoção de medidas complementares que perseguissem os seguintes objetivos:

- atrair investimentos privados na expansão do sistema através da criação de um modelo institucional que reduza ao máximo as incertezas, o que equivale a eliminar o regime concorrencial, e não a concorrência. Afinal, não há dúvida de que, se a incerteza for menor,

³¹³ Como vimos, a crise dos anos oitenta resultou da subordinação das empresas estatais às estratégias de redução das tarifas reais e endividamento externo forçado, dada a primazia das políticas de estabilização e ajustamento do Balanço de Pagamentos. Dentre os resultados e prejuízos acumulados por essas políticas destacam-se uma série de obras paralisadas e um pacote de socialização de perdas da ordem de US\$ 23, 5 bilhões (valores de 31/05/1993). Já quanto à política de reestruturação iniciada nos anos noventa, convém relembrar uma vez mais que a carência de recursos fiscais foi exatamente uma das justificativas da sua adoção e do incremento significativo e continuado, tanto das tarifas, como dos benefícios concedidos ao setor privado. Como se sabe, o que se obteve ao final não foi a ampliação suficiente da capacidade de geração, mas uma crise de escassez de energia, uma nova onda de inadimplência, novos aumentos tarifários e novas transferências de recursos fiscais às empresas do setor visando a socialização das suas perdas.

mais fácil será alavancar os investimentos privados. Ademais, num cenário de baixa incerteza e baixas taxas de juros, as novas opções de financiamento (*project finance*) podem se tornar mais baratas e menos dependentes de garantias estatais. Obviamente, para que isso ocorra será necessário alterar completamente a política econômica que perpetua juros extremamente elevados.

- ampliar os fundos públicos para que os agentes estatais (sobretudo o BNDES e a ELETROBRÁS) possam viabilizar investimentos mínimos na ampliação do sistema. Isso envolve, certamente, a eliminação da contribuição das empresas estatais ao superávit primário e a supressão das restrições impostas aos investimentos e financiamentos públicos a tais empresas. Ainda quanto à ampliação dos fundos voltados ao financiamento de longo prazo, podemos acrescentar que a relevância desse objetivo não se justifica somente porque os investimentos setoriais são intensivos em capital e apresentam longo prazo de maturação, mas também porque o Brasil é um país subdesenvolvido, vale dizer, um país que apresenta um perfil de renda que limita fortemente as possibilidades dos investimentos serem financiados majoritariamente com recursos tarifários.

- quanto ao endividamento externo, consideramos que o ideal seria que este fosse apenas complementar, sobretudo enquanto o país mantiver a atual vulnerabilidade a choques externos. No entanto, para que isso se efetive será necessário que ocorra, em alguma medida, a ampliação do crédito de longo prazo proveniente do sistema financeiro nacional, o aumento da participação dos investidores institucionais no financiamento da infraestrutura, o crescimento da importância do mercado de capitais na mobilização de recursos de longo prazo e, como já dito, a redução significativa das taxas de juros domésticas.

- finalmente, no que diz respeito às tarifas, consideramos que as mesmas deveriam ser mantidas num patamar que remunere adequadamente os investimentos. Se isso não ocorrer, as empresas do setor fatalmente terão dificuldades para montar pacotes de financiamento que viabilizem a expansão do sistema. A esse respeito também cabe advertir que essa idéia não equivale à defesa do aumento indiscriminado das tarifas para todas as camadas sociais, mas à defesa da adoção de um novo modelo institucional que, ao reduzir o nível de incerteza, permita que se crie espaço para a prática de tarifas que, mesmo sendo mais baixas que as atuais para as camadas menos favorecidas da população, possam remunerar adequadamente o investidor privado e, sobretudo, o investidor estatal (que tem

demonstrado menor aversão ao risco e que tem sido menos exigente em matéria de rentabilidade).

Certamente esses objetivos representam desafios muito complexos do ponto de vista político e institucional. No entanto, acreditamos que a dificuldade não deve servir de pretexto para a adoção de soluções parciais que passem ao largo dos problemas centrais. Afinal, nossa análise da evolução histórica do setor já demonstrou como pode ser ainda mais custosa, no longo prazo e para as camadas menos abastadas da população, a aceitação acrítica da lógica imediata dos mercados e a continuidade seguindo os caminhos de menor resistência.

BIBLIOGRAFIA

ABREU, Y. V. A. *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas*. São Paulo: USP. POLI. IEE, 1999. (Dissertação, Mestrado).

ALMEIDA, D. R. *Acumulação, crescimento e crise do setor de energia elétrica brasileiro – a perspectiva da empresa pública e do planejamento de longo prazo*. Rio de Janeiro: UFRJ. IEL, 1993. (Tese, Doutorado).

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)*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1991 (Dissertação, Mestrado).

ARAÚJO, J. L. Questões da transmissão em um setor elétrico reestruturado. In: BORENSTEIN, C. (Org.). *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1999.

ASSIS, L. E. A. *A indústria de bens de capital no Brasil: origens, política econômica e desempenho recente*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1985. (Dissertação, Mestrado).

BAER, M. *O rumo perdido – a crise fiscal e financeira do estado brasileiro*. São Paulo: Paz e Terra, 1993.

_____. Os mercados financeiros latino-americanos a partir da reinserção internacional e das experiências de estabilização nos anos 80. In: SEMINÁRIO “POLICY-BASED FINANCE AND ALTERNATIVES FOR FINANTIAL MARKET DEVELOPMENT”, 1996, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: BNDES, fev. 1996.

BATISTA JR., P. N. *Mito e realidade na dívida externa brasileira*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1983.

BELLUZZO, L. G.; ALMEIDA, J. G. *Depois da queda: a economia brasileira da crise da dívida aos impasses do Real*. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 2002.

BENJAMIM, C. Gênese, dinâmica e sentido da crise energética brasileira. *Revista Caros Amigos*, jun. 2001.

BIASOTO JR., G. *Endividamento externo e desequilíbrio financeiro do setor público na primeira metade dos anos 80*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1988. (Dissertação, Mestrado).

BIELSCHOWSKY, R. *Energia elétrica no Brasil, 1993-97: investimentos deprimidos numa transição problemática*. Brasília, DF: Cepal, 1997. Mimeografado.

_____. *Energia elétrica: investimentos deprimidos numa transição problemática (versão pós-acionamento)*. In: BIELSCHOWSKY, R. (Org.). *Investimento e reformas no Brasil: indústria e infra-estrutura nos anos 1990*. Brasília: IPEA/CEPAL. Escritório no Brasil, 2002.

BONOMI, C. A.; MALVESSI, O. *Project finance no Brasil: fundamentos e estudo de casos*. São Paulo: Atlas, 2002.

BORGES, L. F. X. *Project finance e infra-estrutura: descrição e críticas*. Rio de Janeiro: BNDES, 1998. Mimeografado.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. *Acompanhamento da situação econômico-financeira das empresas concessionárias do setor: análise, determinações, comunicações*. /Brasília: TCU, 2004/. 28p. (TC-013.137/2003-8 – Com 1 anexo).

BURATINI, R. *Inserção externa e restrições ao crescimento: uma avaliação do debate (1984/97) e algumas evidências recentes acerca do hiato de investimentos*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1998. (Dissertação, Mestrado).

CAMARGO, F. J. *Da crise às incertezas: Estado e agentes privados na indústria brasileira de energia elétrica*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 2001. (Dissertação, Mestrado).

CANAMBRA. *Estudos energéticos da região Centro-sul do Brasil*. Sumário. [s.l.]: Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Centro-sul do Brasil, 1967.

CARNEIRO, R. *Desenvolvimento em crise: a economia brasileira no último quarto do século XX*. São Paulo: UNESP/ Unicamp. IE, 2002.

CASAGRANDE NETO, H.; SOUZA, L. A.; ROSSI, M. C. *Abertura do capital de empresas no Brasil*. 3. ed. São Paulo: Ed. Atlas, 2000.

CASAZZA, J. A. Reorganization of the UK electric supply industry. *IEEE Power Engineering Review*, p 15-19, 1997.

COUTINHO, L.; REICHSTUL, H. *Investimento estatal 1974/80: ciclo e crise*. Recife: ANPEC, 1981. (Monografia apresentada no Encontro Nacional de Economia).

COYLE, E. P. *Price discrimination, electronic redlining, and price fixing in deregulated electric power*. Washington, DC: American Public Power Association, 2000.

CRUZ, P. R. D. C. *Endividamento externo e transferência de recursos reais ao exterior: os setores público e privado na crise dos anos oitenta*. Campinas: Unicamp. IE, jul. 1993. (Texto para Discussão, n. 24).

_____. *Dívida externa e política econômica*. 2. ed. Campinas: Unicamp. IE, 1999. (Coleção Teses).

D'ARAÚJO, R. P. Previsibilidade, razões e desafios da crise de suprimento de energia elétrica no Brasil. In: LESSA, C. (Org.). *O Brasil à luz do apagão*. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

ELETROBRÁS. *O endividamento externo do setor elétrico brasileiro*. Brasília, [s.d.]. Mimeografado.

_____. *Setor de energia elétrica: fontes e usos de recursos*. Versão preliminar. Rio de Janeiro, 1990. (Série Retrospectiva 1980/89).

_____. *Plano decenal de expansão 1999/2008*. [s.l.]: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, dez. 1999.

ELETROBRÁS & Coopers & Lybrand. *Industry trading model*. Rio de Janeiro, out. 1996. (Working paper A1).

FARHI, M. *O futuro no presente: um estudo dos mercados de derivativos financeiros*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1998. (Tese, Doutorado).

FEHR, N. H. M.; HARBORD, D. Spot market competition in the UK electricity industry. *The Economic Journal*, v. 103, p. 531-546, 1993.

FERREIRA, C. K. L. *O financiamento da indústria e da infra-estrutura no Brasil: crédito de longo prazo e mercado de capitais*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1995. (Tese, Doutorado).

FINNERTY, J. D. *Project finance: engenharia financeira baseada em ativos*. New York: Qualitymark, 1996.

FIPE – Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas. *Financiamento do setor de energia elétrica no Brasil: condicionantes e implicações econômico-institucionais*. São Paulo, 1982. Mimeografado.

FUNDAP/IESP – Fundação do Desenvolvimento Administrativo. *O financiamento das empresas estatais*. São Paulo, 1989. (Relatório de pesquisa, 8).

GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*. Brasília, 2001.

GOLDEMBERG, J. *Energia, meio ambiente & desenvolvimento*. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2001.

GREINER, P. *Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro*. São Paulo: FGV, 1994. (Tese, Doutorado).

JENKINSON, T.; MAYER, C. The assessment: contracts and competition. *Oxford Review of Economic Policy*, v. 12, n. 4, p. 1-10, 1997.

LAPLANE, M.; SARTI, F. Investimento e crescimento sustentado. *Carta de Conjuntura*. Economia em Perspectiva, São Paulo, CORECON, out. 1997.

LEAL, C. Ágios, envelopes e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, n. 10, dez. 1998.

LEITE, A. D. *A energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LIMA, J. L. *Estado e setor elétrico no Brasil: do código de águas à crise dos anos 80 (1934-1984)*. São Paulo: USP. FEA, 1989. (Tese, Doutorado).

_____. Crise financeira e reforma institucional do setor elétrico: uma abordagem federativa. In: AFFONSO, Rui de Britto Alvarez; SILVA, Pedro Luiz Barros (Org.). *Empresas estatais e federação*. São Paulo: FUNDAP, 1996. (Federalismo no Brasil).

MACIEL, C. S. *Globalização, crise do padrão de financiamento da economia e reestruturação institucional do setor elétrico brasileiro*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1995. (Tese, Doutorado).

MEDEIROS, R. A. *Intervenção estatal e perspectivas de reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: UFRJ. COPPE, 1993. (Dissertação, Mestrado).

MELLO, H. Evolução histórica. In: LESSA, C. (Org.). *O Brasil à luz do apagão*. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

MUKAI, T. *Concessões e permissões de serviços públicos: comentários à Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e à Medida Provisória n. 1.017/95, das Concessões do Setor Elétrico*. São Paulo: Saraiva, 1995.

OLIVEIRA, A. As experiências internacionais de reestruturação. In: OLIVEIRA, A.; PINTO JR., H. Q. (Org.). *Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

_____. A economia real existe! In: LESSA, C. (Org.). *O Brasil à luz do apagão*. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

_____; PINTO JR., H. Q.; SIQUEIRA, M. A. O.; BONINI, M. R.; JORGE, M. O. M. *Infra-estrutura: perspectivas de reorganização – Setor elétrico*/Coord. por F. Rezende; T. B. Paula. Brasília: IPEA, 1997.

_____; **PINTO, JR., H. Q.** Condições para a retomada dos investimentos: gestão dos riscos e flexibilidade financeira. In: OLIVEIRA, A.; PINTO JR., H. Q. (Org.). *Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

OLIVEIRA, A.; PIRES, J. C. L. *Setor elétrico brasileiro: diagnóstico e perspectivas*. Rio de Janeiro: UFRJ. IE, 1994. Mimeografado.

OLIVEIRA, F. *Democratização e republicanização do Estado*. Íntegra da aula magna proferida pelo professor Francisco de Oliveira aos alunos dos cursos da Faculdade de Filosofia da USP, 17 fev. 2003. Mimeografado.

OLIVEIRA, R. G. *As novas estratégias das empresas privatizadas do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: UFRJ. COPPE, 1999. (Dissertação, Mestrado).

_____; **TOLMASQUIM, M. T.** A regulação & os grupos controladores das empresas privatizadas do setor elétrico brasileiro. *Revista Brasileira de Energia*, 2000.

PAVÃO NETO, C. A. *Introdução ao estudo do mercado de energia elétrica*. Campinas, SP: CPFL, abr. 1977.

PINHEIRO, A. C. Os fundos de pensão e o financiamento do desenvolvimento: o papel do BNDES. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 1, n. 2, dez. 1994.

PINTO JR, H. Q. Os novos mecanismos de financiamento: transformações recentes e desdobramentos para a indústria elétrica brasileira. In: OLIVEIRA, A.; PINTO JR., H. Q. (Org.). *Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

_____; **STUDART, R.** Papel dos novos instrumentos de financiamento para as empresas de energia. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 28, 2000. *Anais...* [s.l.]: ANPEC, 2000.

PIRES, J. C. L. *Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Européia*. Rio de Janeiro: IPEA, out. 1999. (Texto para Discussão, n. 73).

_____. *Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, mar. 2000. (Texto para Discussão, n. 76).

_____; **PICCININI, M.** A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. In: GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M. (Org.). *A economia brasileira dos anos 90*. Rio de Janeiro: BNDES, 1999.

_____; **GIAMBIAGI, F.; SALES, A. F.** *As perspectivas do setor elétrico após o racionamento*. Rio de Janeiro: BNDES, out. 2002. (Texto para Discussão, n. 97).

POSSAS, M. L.; PONDE, J. L.; FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. In: REZENDE, F.; PAULA, T. B. (Coord.). *Infra-estrutura: perspectivas de reorganização – Regulação*. Brasília: IPEA, 1997.

PRADO, S. O investimento no setor elétrico e a questão federativa. In: AFFONSO, Rui de Britto Alvarez; SILVA, Pedro Luiz Barros (Org.). *Empresas estatais e federação*. São Paulo: FUNDAP, 1996. (Federalismo no Brasil).

ROSA, L. P. A confissão. In: _____. *O apagão: por que veio? Como sair dele?* Rio de Janeiro: Revan, 2001a.

_____. Uma proposta para a crise elétrica e Furnas. In: _____. *O apagão: por que veio? Como sair dele?* Rio de Janeiro: Revan, 2001b.

_____. A crise de energia: uma refutação empírica do modelo econômico neoliberal. In: LESSA, C. (Org.). *O Brasil à luz do apagão*. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001c.

SANTANA, E.; OLIVEIRA, C. A. C. N. V. A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica no Brasil. In: BORENSTEIN, C. (Org.). *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1999a.

_____. Regulação e coordenação: duas fontes de ineficiência da indústria de energia elétrica. In: BORENSTEIN, C. (Org.). *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1999b.

_____; **GOMES, A. A. C.** A reestruturação das indústrias de rede: uma avaliação do setor elétrico brasileiro. In: BORENSTEIN, C. (Org.). *Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro*. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1999.

SANTOS NETO, O. F. *O project finance no financiamento do setor elétrico brasileiro*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 2003. (Dissertação, Mestrado).

SAUER, I. L. Energia elétrica no Brasil contemporâneo: a reestruturação do setor, questões e alternativas. In: BRANCO, A. M. (Org.). *Política energética e crise de desenvolvimento: a antevisão de Catullo Branco*. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

SOUZA, L. A. *O mercado de capitais brasileiro no período 1987-97*. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1998. (Tese, Doutorado).

SOARES, S. A crise energética no contexto do programa de privatização. In: LESSA, C. (Org.). *O Brasil à luz do apagão*. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

STUDART, R. Securitização, derivativos e investidores institucionais: um novo padrão de financiamento de longo prazo? In: OLIVEIRA, A.; PINTO JR., H. Q. (Org.). *Financiamento do*

setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.

STUDART, R.; CASTRO, L. B. Política monetária, juros e spreads. *Boletim de Conjuntura Econômica*, Rio de Janeiro, UFRJ. Instituto de Economia, v. 3, n. 20, jun. 2000.

TADINI, V. *O setor de bens de capital sob encomenda: análise do desenvolvimento recente.* Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1985. (Dissertação, Mestrado).

TAVARES, M. C.; BELLUZZO, L. G. M. Notas sobre o processo de industrialização recente no Brasil. In: BELLUZZO, L. G. M.; COUTINHO, R. (Org.). *Desenvolvimento capitalista no Brasil.* São Paulo: Brasiliense, 1982.

TENDLER, J. *Electric power in Brazil – entrepreneurship in the public sector.* Cambridge, Mass.: Harvard University Press, 1968.