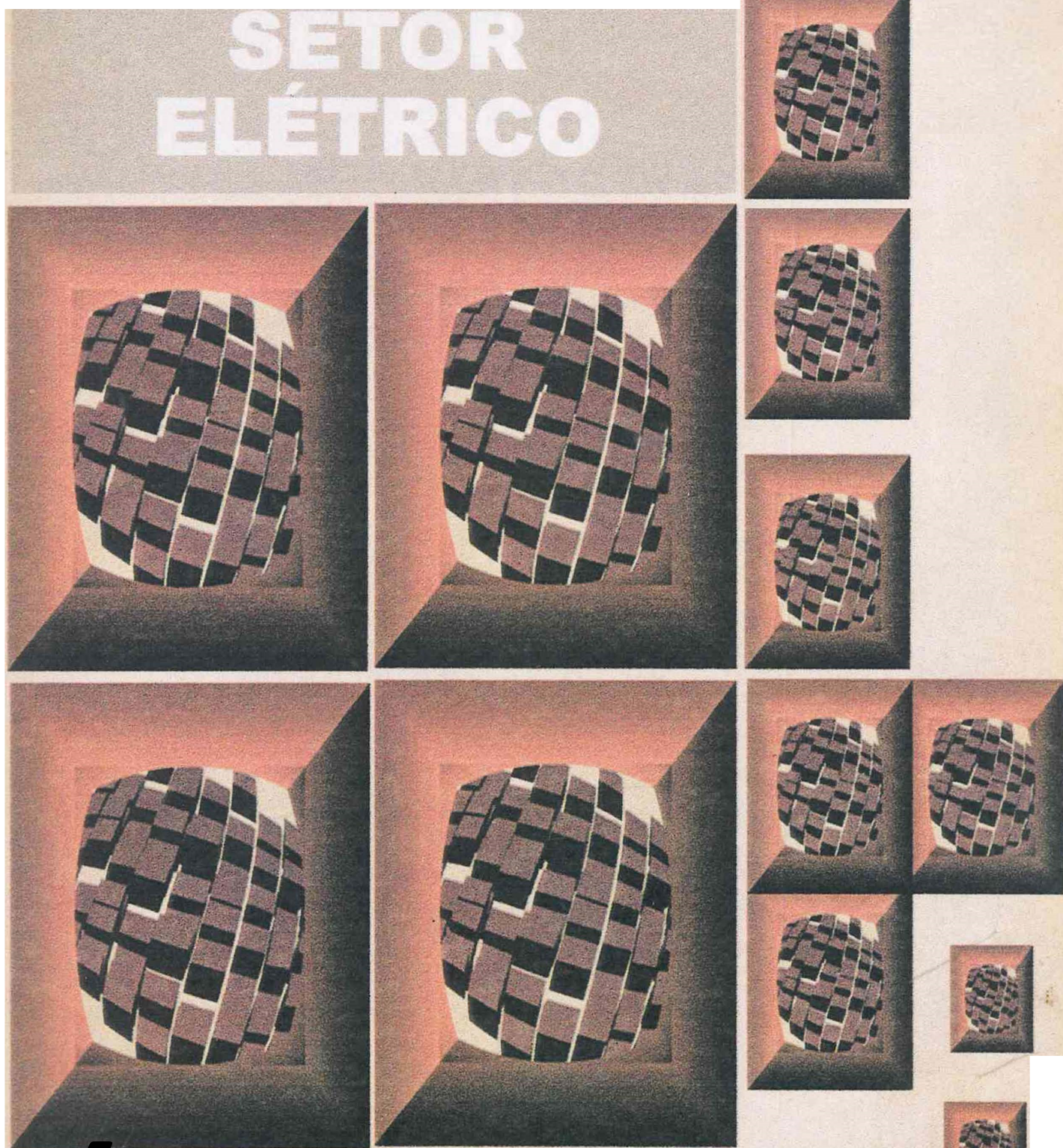


# INFRA-ESTRUTURA

perspectivas de reorganização

## SETOR ELÉTRICO



**ipea**

Ministério do Planejamento e Orçamento  
Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

**INFRA-ESTRUTURA**  
**perspectivas de reorganização**

**SETOR ELÉTRICO**

***ipea***

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO  
Ministro: Antônio Kandir  
Secretário Executivo: Martus Tavares

***ipea*** Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Presidente  
Fernando Rezende

DIRETORIA

Claudio Monteiro Considera  
Gustavo Maia Gomes  
Luís Fernando Tironi  
Luiz Antonio de Souza Cordeiro  
Mariano de Matos Macedo  
Murilo Lôbo

PROJETO - PERSPECTIVAS DA REESTRUTURAÇÃO  
FINANCEIRA E INSTITUCIONAL DOS SETORES  
DE INFRA-ESTRUTURA

Coordenador Geral - Tomás Bruginski de Paula  
Assistente da Coordenação - Carlos Cesar Marques Frausino

---

Infra-estrutura: perspectivas de reorganização; Setor Elétrico/Fernando  
Rezende e Tomás Bruginski de Paula (Coordenadores). — Brasília: IPEA,  
1997.

141 p.

1. Energia elétrica - Brasil 2. Regulamentações 3. Indústria elétrica - Fi-  
nanciamento I. Rezende, Fernando II. Paula, Tomás Bruginski de III. Ins-  
tituto de Pesquisa Econômica Aplicada IV. Título

CDD 351.87

---

---

## APRESENTAÇÃO

*A expansão dos investimentos em infra-estrutura é condição crucial para a retomada e sustentação das taxas de crescimento da economia no médio prazo, e a eficiência na prestação desses serviços torna-se, cada vez mais, fator central à competitividade da economia, em um contexto de inexorável liberalização comercial. Nos vários setores, trata-se não apenas de superar empecilhos ao crescimento, acumulados ao longo dos últimos anos, mas também de explorar o próprio potencial dinamizador que a recuperação dos investimentos pode adquirir para o conjunto da atividade econômica.*

*De acordo com as projeções do Plano Plurianual, os investimentos nas principais áreas de infra-estrutura devem alcançar cerca de R\$ 85,4 bilhões no período 1996-1999. Estudo recentemente concluído pelo IPEA, contudo, nota que a elevação das taxas médias anuais de crescimento da economia, a partir do ano 2 000, para cerca de 5,6%, supõe uma elevação da taxa agregada de investimentos para cerca de 19,0% do PIB, o que significa um acréscimo da ordem de R\$ 52,0 bilhões/ano ao nível corrente de investimentos.<sup>1</sup> Os setores de infra-estrutura, pelas estimativas existentes, devem responder por parcela expressiva desse incremento, com crescente participação do setor privado.*

*Mas não é apenas a magnitude dos investimentos que chama a atenção nessas áreas. Está em curso, e deve avançar nos próximos anos, uma profunda reorganização dos mercados, das estruturas de prestação dos serviços, das formas de concorrência e das relações entre mercado e poder público, com implicações regulatórias evidentes.*

*Os modelos de organização setorial que prevaleceram até aqui caracterizavam-se, além de pelo controle estatal, por serem, em geral, fortemente centralizados, com predominância de grandes empresas verticalizadas, mercados regionalmente segmentados e ausência de concorrência nas diferentes fases de produção e disponibilização dos serviços. Além disso, confundiam-se, na prática, as funções de planejamento, regulação e operação da infra-estrutura. O novo contexto indica não apenas uma significativa ampliação da presença do setor privado mas, também, maior descentralização das decisões de investimento e da implementação das políticas, progressiva introdução de concorrência em diferentes etapas da cadeia produtiva, flexibilização da regionalização dos mercados, redução do grau de verticalização, além da separação, inclusive institucional, da operação, planejamento e regulação dos diferentes mercados.*

*Do ponto de vista financeiro, especialmente em um quadro de importantes restrições fiscais, novas formas de financiamento são necessárias e vêm sendo buscadas pelas próprias empresas estatais, pelos agentes financeiros oficiais - como o BNDES - e pelo setor privado. Há crescente substituição das formas tradicionais de endividamento e a emergência de novos agentes - como os fundos de pensão -, com potencial para financiar a operação e, ainda, a expansão dos investimentos. As tarifas, por sua vez, readquirem importância como referencial básico de remuneração dos investimentos, com amplas revisões das estruturas tarifárias existentes, e os recursos externos voltam a compor o funding desses sistemas de uma forma mais sistemática.*

*Note-se que os fundos fiscais não deixarão de estar presentes no financiamento da infra-estrutura. Entretanto, sua utilização deverá ser orientada por grande seletividade, tanto para as áreas que são pouco atrativas aos capitais privados como para regiões, setores ou projetos específicos que sejam capazes de, viabilizados, alavancar investimentos complementares.*

---

<sup>1</sup> IPEA. *O Brasil na Virada do Milênio: trajetórias do crescimento e desafios do desenvolvimento* — Brasília: IPEA, 1997.

---

---

*É importante lembrar que mudanças semelhantes estão acontecendo em outros países, e que não decorrem apenas da crise financeira do setor público, ainda que esta seja decisiva para seu estímulo. Inovações financeiras, tecnológicas e institucionais, assim como da dinâmica da concorrência nesses setores, têm viabilizado os novos arranjos desde o final dos anos 70.*

*No caso do Brasil, à necessidade de modernização dos sistemas, adicionam-se as demandas próprias de uma economia com forte potencial de crescimento e com carências acumuladas em várias áreas. Aqui, diferentemente do que acontece nos países desenvolvidos, até mesmo serviços básicos como os de suprimento de energia elétrica, telefonia fixa e abastecimento de água são áreas que devem se expandir a taxas elevadas, acima das taxas de crescimento da economia, em um horizonte de pelo menos dez anos. As metas previstas no Plano Plurianual e nos planos setoriais, bem como os projetos priorizados no âmbito do Programa Brasil em Ação, são indicativas das magnitudes envolvidas e dos desafios a serem enfrentados, quer do ponto de vista do equacionamento financeiro para as demandas existentes, como de estruturação de um arcabouço institucional adequado para a nova realidade emergente nessas áreas.*

*Assim, as transformações em curso caracterizam uma nova fase das privatizações no país, com resultados financeiros reconhecidamente expressivos e que devem superar amplamente os auferidos na etapa inicial do Programa Nacional de Desestatização. Colocam, também, desafios importantes para as políticas públicas e para as instâncias de decisão e coordenação das ações de governo, no sentido de que as reformas viabilizem o crescimento, elevem a competitividade da economia e contribuam para a redução das grandes desigualdades persistentes no país.*

*O IPEA, com o intuito de apreender o significado e as implicações desse processo de reorganização da infra-estrutura, e de ter uma visão integrada das mudanças capaz de subsidiar a formulação das políticas para essas áreas, desenvolveu, a partir do segundo semestre de 1996, a realização do projeto *Perspectivas da Reestruturação Financeira e Institucional dos Setores de Infra-Estrutura*. Envolvendo um conjunto relevante de especialistas em várias áreas, o projeto foi desenvolvido entre setembro de 1996 e julho de 1997, e contou com apoio financeiro do BNDES e do BIRD (Projeto BIRD 2810-BR), além de recursos do próprio IPEA.*

*A análise dos processos de reorganização da infra-estrutura foi desdobrada em três componentes básicos, sendo um setorial e dois de caráter mais geral, analisando temas ou aspectos comuns aos diferentes setores. No componente setorial, procurou-se recuperar a trajetória recente e identificar as principais características, potencialidades e problemas das reestruturações em curso nos setores de energia elétrica, telecomunicações, infra-estrutura rodoviária, portos, ferrovias e saneamento básico. Nesses estudos, além da análise da situação atual da oferta dos serviços e das reformas ora experimentadas, foram sempre consideradas as experiências internacionais relevantes na discussão do caso brasileiro. Um segundo componente procurou avaliar diferentes aspectos ligados ao financiamento da infra-estrutura, como a participação dos investidores institucionais, a questão tarifária, o financiamento da infra-estrutura urbana e as possibilidades abertas com as concessões. Finalmente, o terceiro conjunto de trabalhos analisou as principais mudanças institucionais em curso, enfatizando a questão regulatória, os impactos regionais e algumas experiências estaduais de reorganização desses segmentos.*

*Para o IPEA, o desenvolvimento do trabalho representou a oportunidade de retomar, em um novo contexto, a temática da infra-estrutura. Nesse sentido, o projeto representa uma etapa inicial, que complementa outras iniciativas do Instituto na mesma área e que já têm desdobramentos em outros projetos, especialmente voltados para as questões do financiamento e da regulação.*

*Para disseminar as análises realizadas e aprofundar a discussão dos temas, o IPEA está publicando os relatórios em oito volumes, segundo os principais tópicos do projeto.<sup>2</sup> Versões preliminares desses trabalhos*

---

<sup>2</sup> A relação completa dos tópicos abordados figura ao final deste volume.

---

---

foram apresentadas e discutidas em workshops promovidos pelo Instituto, reunindo consultores, técnicos do governo e especialistas. Entretanto, e muito embora todos os textos tenham se originado de um termo de referência básico proposto pelo IPEA, as opiniões neles emitidas são de responsabilidade dos seus autores e, não necessariamente, refletem o ponto de vista do IPEA ou do Ministério do Planejamento e Orçamento.

*Este volume trata da evolução recente e da reforma do setor elétrico brasileiro. É uma análise detalhada, realizada por uma equipe que envolveu técnicos do setor e especialistas acadêmicos, no âmbito de um contrato entre o IPEA/PNUD e a FUNDAP, de São Paulo.*

O setor elétrico tem importância evidente na perspectiva de uma retomada sustentada do crescimento, tanto por sua condição de fornecedor de um insumo básico, como pelos efeitos dinâmicos que os vultosos investimentos necessários nessa área - estimados em cerca de R\$ 8,0 bilhões/ano pela ELETROBRÁS - podem ter para outros setores.

*Institucional e operacionalmente trata-se de um segmento complexo, heterogêneo, que sintetiza boa parte dos problemas e virtudes do modelo anterior de provisão da infra-estrutura, dos desafios a serem enfrentados na transição e das enormes possibilidades abertas pelo processo de reorganização.*

As reformas nessa área vêm acontecendo desde o início dos anos 90, intensificando-se a partir de 1993, com a desqualificação tarifária. A legislação de concessões e as medidas de flexibilização da oferta de energia, aliadas ao esgotamento do modelo anterior de financiamento e a um rápido e bem-sucedido processo de privatização das distribuidoras - que deve valorizar os ativos de geração da União e dos estados - tornam esse processo irreversível, com desdobramentos ao longo das próximas décadas. Daí a importância das regras que ora estão sendo definidas, bem como da avaliação da trajetória das mudanças.

O grande desafio da reforma, em um momento no qual se conjugam inovações na base técnica com mudanças organizacionais dos operadores e na própria estrutura institucional e de financiamento da indústria, será estabelecer bases claras para o funcionamento do novo mercado, que sejam também atraentes para a expansão dos investimentos.

Este relatório, nos dois primeiros capítulos subseqüentes à introdução, sintetiza as principais características do setor, seu arcabouço institucional, os arranjos operacionais e a evolução recente da situação financeira e patrimonial das empresas. Destaca a questão tarifária e as margens diferenciadas na comercialização de energia, assim como os requisitos de investimento estimados pela ELETROBRÁS para os próximos anos.

Da perspectiva do trabalho, a reorganização da chamada Indústria de Suprimento de Eletricidade - ISE - constitui um movimento internacional, esgotados os ganhos auferidos no pós-guerra com os movimentos de monopolização e verticalização. As reformas, que se iniciaram nos EUA nos anos 70, com a legislação PURPA - Public Utilities Regulatory Policy Act -, admitindo a oferta de energia por produtores independentes, expandiram-se depois à Inglaterra e a outros países, onde a ISE era predominantemente estatal. Uma síntese das principais tendências internacionais de reforma é feita no capítulo 4, enquanto um exame mais detalhado de quatro casos considerados relevantes para o Brasil - EUA, Inglaterra, Chile e Argentina - encontra-se no anexo 3.

No capítulo 5 são analisadas as perspectivas de reorganização do mercado de energia no Brasil, partindo-se das suas especificidades, que condicionam a estruturação do novo modelo. Dentre estas, destacam-se o predomínio da hidroeletricidade, um mercado de consumo em forte expansão, e o sistema federativo, o qual tem implicações para a implementação dos mecanismos regulatórios e mesmo para a definição de suas regras, na medida em que parcelas relevantes da geração e transmissão estão fora do controle federal. São essas características, segundo os autores, que sugerem a pertinência da estratégia gradualista afinal adotada no caso brasileiro.

---

---

*Além de apontar três questões básicas a serem enfrentadas no novo regime - os riscos regulatórios e de mercado, enfatizando-se a importância da transição, a diversidade regional e a base hidráulica, a qual impõe a interdependência na geração -, são examinadas duas alternativas básicas para introdução de pressões concorrenciais no sistema: uma baseada em um ciclo de expansão da capacidade de oferta assentado nas termelétricas, com ajustamento progressivo do conjunto das usinas hidroelétricas (UHE); e outra, baseada nas propostas preliminares feitas pela Coopers & Lybrand, que mantém as características do planejamento centralizado para otimização do sistema hidrotérmico, e que vem se impondo no âmbito da reforma. Por último, adiantam-se alguns problemas relativos à tarifação tanto na geração como na distribuição e possíveis divergências entre a otimização de cargas no sistema e as oportunidades comerciais, a serem equacionados pelo regulador e pela entidade responsável pela transmissão e operação do sistema.*

*O capítulo 6, finalmente, aborda as novas formas de financiamento no setor elétrico, uma das preocupações básicas colocadas pelo IPEA no desenvolvimento do projeto. O que se observa é uma mudança nas condições setoriais de financiamento, com crescente importância das estruturas tarifárias e um retorno diferenciado das empresas ao mercado financeiro internacional, relativamente ao padrão dos anos 70. Diferentes instrumentos de dívida tendem a prevalecer frente ao crédito tradicional, com amplas possibilidades de securitização e de montagem de estruturas de financiamento mais flexíveis. Com a privatização, essa diversificação de fontes deve ser intensificada. Ademais, diante das magnitudes e características dos investimentos nessa área, notadamente nos projetos hidroelétricos, sublinha-se a necessidade de mecanismos de garantia que atenuem os riscos envolvidos, especialmente nas fases iniciais. Nota-se que são muitos os projetos inacabados e as concessões sem início das obras, cuja viabilização será fundamental para que se atinjam os objetivos mais amplos da reforma que vem sendo implementada.*

*Todos esses aspectos vêm sendo discutidos no âmbito dos trabalhos conduzidos sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia. O IPEA, com a realização e publicação deste trabalho, pretende estar contribuindo para o debate e entendimento mais amplo dos processos em curso nesse segmento, de fundamental importância para o país.*



Fernando Rezende  
PRESIDENTE DO IPEA



Tomás Bruginski de Paula  
COORDENADOR DO PROJETO

## Setor Elétrico

Equipe Técnica

*Adilson de Oliveira\**

*Helder Queiroz Pinto Junior\**

*Marco Antonio Oliveira de Siqueira\*\**

*Mario Roque Bonini\*\*\*\**

*Maurício Otávio Mendonça Jorge\*\*\*\**

---

\* Professores do Instituto de Economia da UFRJ.

\*\* Engenheiro da CESP.

\*\*\* Professor da FUNDAP.

\*\*\*\* Professor da UFSCAR.

Este trabalho foi elaborado no âmbito do Convênio PNUD/IPEA/FUNDAP.





## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
2. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
2.1 Composição Atual do Setor	11
2.2 A Estrutura Econômico-Financeira e a Política de Preços	14
3. DINÂMICA ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL	19
3.1 A Evolução da Estrutura Econômico-Financeira e sua Crise	19
3.2 O Impasse da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro	22
3.3 A Diversidade da Situação Econômico-Financeira das Empresas Elétricas nos Anos 90	24
4. POR QUE E COMO REFORMAR - A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	35
4.1 Do Circulo Virtuoso ao Círculo Vicioso	36
4.2 Experiências de Reestruturação do Setor Elétrico	45
5. REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL	50
5.1 Questões Gerais a Serem Consideradas na Implantação de um Novo Modelo	52
5.2 Questões Técnicas e Comerciais Relevantes no Funcionamento do Novo Modelo	58
5.3 Aspectos Relativos à Estrutura Produtiva dos Agentes do Novo Mercado	71
6. NOVAS MODALIDADES E FONTES DE FINANCIAMENTO PARA A INDÚSTRIA ELÉTRICA BRASILEIRA	80
6.1 O Novo Papel da ELETROBRÁS na Transição e Após a Reorganização da Indústria Brasileira de Eletricidade	81
6.2 O Financiamento de Projetos Elétricos no Ambiente Econômico dos Anos 90	84
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS	94
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
ANEXOS	101



## 1. INTRODUÇÃO

Depois de quase um século de continuada e rápida expansão, em regime de monopólio, a Indústria de Suprimento de Eletricidade (ISE) entrou em um círculo vicioso, a partir da década de 70. Esgotadas as oportunidades de significativos ganhos de escala e de escopo inscritas na trajetória da interconexão de mercados, o desempenho econômico da ISE passou a deteriorar-se, deixando de desempenhar seu papel de indução do desenvolvimento econômico. Essa nova situação deu início ao atual movimento de reforma da sua organização industrial, que tem como principal objetivo introduzir a concorrência na geração de eletricidade e na prestação de serviços elétricos.

Para atender a esse objetivo, tem sido sugerido que: i) os capitais privados substituam o Estado na gestão da ISE; ii) as empresas elétricas sejam desverticalizadas, para viabilizar a concorrência no suprimento de seus serviços; iii) o órgão regulador passe a atuar como interface entre o governo e os agentes do mercado elétrico e, também, como responsável pela arbitragem de eventuais conflitos de interesses entre esses agentes; iv) seja introduzido um novo regime tarifário, orientado para a busca da eficiência econômica; e v) seja estruturado um regime contratual, que repasse para o mercado a arbitragem da maior parte dos riscos assumidos pelos agentes econômicos.

Contudo, a ISE é uma indústria de rede que exige seja permanentemente mantido o equilíbrio do fluxo de energia elétrica em todos os pontos do sistema. Esta característica técnica limita as possibilidades de introdução da concorrência nesse tipo de indústria, tornando bastante complexa a tarefa de sua reorganização institucional. Os benefícios da operação coordenada das empresas presentes nos mercados elétricos são muito significativos e, por esta razão, as reformas adotadas em outros países, ainda que pretendendo introduzir fortes pressões competitivas, procuraram preservar certos níveis de coordenação. A privatização dos ativos estatais, ainda que parte do processo de reforma em muitos países, não é aspecto central do mesmo. As evidências empíricas sugerem que as ineficiências, pelo menos no caso da ISE, decorrem em larga medida da estrutura de mercado e da inadequação do regime regulatório, sendo a propriedade relevante apenas nos casos em que o Estado se mostra incapaz de controlar a ação deletéria de governantes inescrupulosos.

A crise da ISE Brasileira (ISEB) aprofundou-se após a unificação tarifária, promovida em 1977, que coincidiu com a política de contenção tarifária que se seguiu à crise petrolífera.<sup>1</sup> Aquela medida eliminou os incentivos à redução de custos,<sup>2</sup> em meio ao ambiente de fortes pressões sobre os custos que se seguiu à crise do petróleo. Por outro lado, embora a rentabilidade das concessionárias estivesse sendo reduzida, foram lançados ambiciosos programas de ampliação da capacidade instalada. Como resultado destas políticas, as concessionárias elétricas enfrentaram dificuldades crescentes de financiamento, que levaram, na década de 1980, à paralisação de grande número de obras por falta de um fluxo financeiro adequado. Os impactos da crise foram absorvidos pelas empresas de forma diferenciada, conduzindo a diferentes decisões de investimento, estratégias de financiamento e gestão administrativa.

Ainda que haja relativo consenso quanto à necessidade de reformar a ISEB, subsistem diferentes opiniões quanto a sua profundidade e ao ritmo de sua implementação. A realidade pressiona para que esta seja acelerada, uma vez que as dificuldades de financiamento dos projetos de expansão colocam o Brasil diante da perspectiva de, na melhor das hipóteses, uma rápida deterioração na qualida-

---

<sup>1</sup> Até a crise do petróleo, os técnicos do Banco Mundial costumavam apontar o SEB como exemplo a ser seguido por outros países em desenvolvimento.

<sup>2</sup> No regime de tarifas unificadas, as empresas com lucratividade acima da média setorial repassavam seus benefícios "extras" para as empresas com lucratividade abaixo da média.

de dos serviços elétricos, senão da convivência com o racionamento de energia elétrica.<sup>3</sup> Contudo, os custos econômicos e sociais de uma reforma equivocada serão enormes, dado que a ISE desempenha papel crucial nas estruturas industriais modernas, no que se refere à sua competitividade sistêmica. É indispensável, portanto, não protelar a reforma, mas é também essencial não criar estruturas que induzam os atores da ISE à ineficiência econômica.

Essa necessidade de repensar o futuro começou a materializar-se em 1993, quando as regras de funcionamento da ISE passaram por profundas modificações, levando ao surgimento de várias propostas de remodelação institucional e financeira. Esse processo foi acelerado com a promulgação de vários documentos legais e com a incorporação dos ativos de geração pertencentes às empresas subsidiárias da ELETROBRÁS no Programa Nacional de Desestatização (PND) e com a aprovação pelas assembleias legislativas estaduais de programas estaduais de desestatização (PED), em sua maioria incluindo ativos de empresas elétricas.

Este relatório, que sumariza os resultados da pesquisa “Perspectivas da Reestruturação Financeira e Institucional do Setor Elétrico Brasileiro”, realizada mediante contrato celebrado entre o PNUD e a FUNDAP, pretende oferecer elementos para o debate acerca do processo de reestruturação da ISE. No capítulo 2 é feita uma breve descrição da composição atual do setor, procurando destacar suas principais características e no capítulo 3 é analisada a evolução da estrutura econômico-financeira da ISE, visando identificar as atuais dificuldades enfrentadas para viabilizar sua expansão. No capítulo 4, depois de analisar o processo que levou a ISE a passar de um círculo virtuoso para o atual círculo vicioso de deterioração de seu desempenho, são apresentados quatro estudos de casos de experiências de reestruturação da ISE. No capítulo 5, procurou-se fazer uma avaliação das perspectivas de reestruturação da ISE, tendo como pano de fundo os ensinamentos das experiências internacionais e incorporando as principais características técnicas e econômicas do sistema elétrico brasileiro.<sup>4</sup> O capítulo 6 analisa as novas modalidades de financiamento, buscando examinar as formas de adequação das estratégias financeiras das empresas elétricas, ante as mutações recentes no sistema financeiro internacional e no modelo de organização da indústria. Destaca-se a evolução do papel da ELETROBRÁS como “banco setorial”, na tentativa de identificar a pertinência de um agente financeiro do setor elétrico nacional no novo modelo de organização setorial. Examinou-se também o novo contexto de financiamento de projetos na ISE, especialmente no que tange aos mecanismos de captação de recursos de terceiros e às novas modalidades de financiamento, através de parcerias, identificando especificamente o processo de montagem financeira e os mecanismos contratuais, que envolvem o desenvolvimento desses projetos. Finalmente, no capítulo 7, são traçadas considerações finais acerca das perspectivas do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

## 2. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ao longo de sua evolução, a ISE promoveu arranjos institucionais e financeiros que resultaram em uma estrutura organizacional predominantemente estatal. Essa estrutura, apesar da autonomia das unidades empresariais, caracterizou-se pelo comando centralizado do governo federal e pelo funcionamento integrado dos sistemas de geração e distribuição de energia elétrica.

A criação do Ministério das Minas e Energia (MME), em 1960, e da ELETROBRÁS, em 1963, foram os passos fundamentais para a consolidação da atual estrutura da ISE, favorecendo o processo de

<sup>3</sup> Estima-se ser elevado o risco de déficit no abastecimento nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste [Scheleder (1997)].

<sup>4</sup> Alguns trabalhos elaborados pela Coopers & Lybrand, contratada pela Secretaria Nacional de Energia para elaborar uma proposta para a reformulação da ISE, foram tidos em conta neste capítulo.

centralização setorial. Posteriormente, além da função de empresa *holding* do governo federal, a ELETROBRÁS passou a gerir expressivos recursos, tornando-se a principal agência financeira setorial, além de exercer as funções de planejamento, coordenação e supervisão dos programas de construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no território nacional.

## 2.1 Composição Atual do Setor

Cabe ao MME a gestão dos serviços públicos de energia elétrica. O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) é o responsável pela aplicação de políticas e diretrizes para a exploração desses serviços,<sup>5</sup> e a ELETROBRÁS tem o papel de coordenadora do planejamento, *holding* das empresas sob controle do governo federal, além de gestora dos recursos para expansão do setor.<sup>6</sup>

O perfil do setor elétrico brasileiro é bastante peculiar e distinto de outros países, sendo composto por dois sistemas interligados através de redes de transmissão: um atendendo às regiões Norte e Nordeste (N/NE) e outro às regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste (S/SE/CO). Além deles, existem sistemas isolados, a maioria deles localizados na região Norte do país. A estrutura industrial é constituída por diversas empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica que podem ser agrupadas em três categorias:

*Supridoras Regionais:* subsidiárias da ELETROBRÁS que operam usinas geradoras de grande porte e a malha básica do sistema de transmissão, segundo a seguinte divisão de áreas: CHESF, na região Nordeste; Furnas, no Sudeste e parte da região Centro-Oeste;<sup>7</sup> ELETROSUL, na região sul e estado de Mato Grosso do Sul; Eletronorte, na região Norte, parte da região Centro-Oeste e no Estado do Maranhão.<sup>8</sup>

*Concessionárias Verticalizadas:* empresas estaduais que produzem, transmitem e distribuem energia elétrica; fazem parte desse grupo a CEMIG, CESP, COPEL e CEEE; e

*Empresas Distribuidoras:* empresas exclusivamente voltadas ao fornecimento de energia aos consumidores finais, embora em alguns casos possuam algumas usinas geradoras; compõem esse grupo as demais concessionárias estaduais e concessionárias privadas.

Visando otimizar a utilização dos recursos eletroenergéticos existentes, foi criado o Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI), pelo Decreto nº 73.102, de 7/11/73. Este grupo é responsável pelo planejamento da operação do sistema elétrico interligado de forma a racionalizar a utilização dos recursos comuns aos sistemas interligados. Esse mesmo decreto regulamentou a Lei

<sup>5</sup> Dentre as suas principais funções estão: examinar e instruir os pedidos de concessão ou autorização para a produção de energia hidráulica e térmica e para transmissão e distribuição de energia; e, fiscalizar os serviços concedidos para assegurar o fornecimento adequado, fixação de tarifas razoáveis e garantir a estabilidade econômico-financeira das empresas.

<sup>6</sup> A Lei nº 5.899 de 5/7/73, descreve da seguinte forma tais funções: " Compete às Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS S/A, como órgão de coordenação técnica, financeira e administrativa do setor de energia elétrica, promover a construção e a respectiva operação, através de subsidiárias de âmbito regional, de centrais elétricas de interesse supra-estadual e de sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensões, que visem à interligação interestadual dos sistemas elétricos, bem como dos sistemas de transmissão destinados ao transporte de energia elétrica produzida em aproveitamentos energéticos binacionais".

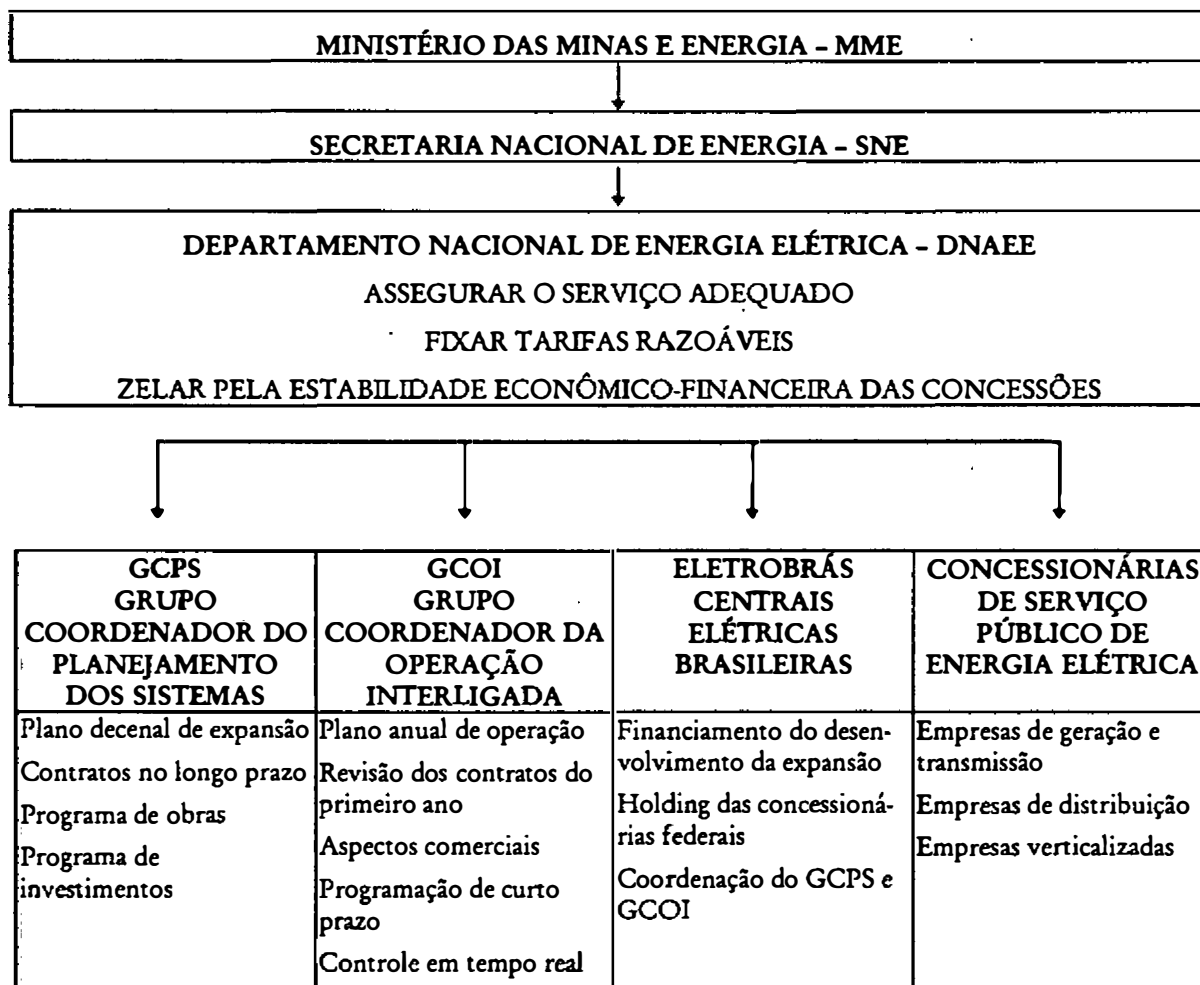
<sup>7</sup> Furnas é responsável pelo transporte da energia de Itaipu, uma empresa binacional pertencente aos governos do Paraguai e Brasil, cuja energia é destinada ao sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste (S/SE/CO).

<sup>8</sup> No caso dos sistemas isolados, além de supridora regional esta última empresas atua também como distribuidora.

no 5.899/73, que define as áreas de atuação das empresas supridoras de área regionais responsáveis pelo suprimento às distribuidoras, e definiu como seria comercializada a energia proveniente de Itaipu. Para planejar a expansão, foi criado, em 1982, o Grupo Coordenador para o Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), que define o programa de obras e investimentos necessários à expansão da geração, transmissão e distribuição. Esses órgãos de planejamento têm suas coordenações exercidas pela ELETROBRÁS, com direito ao voto decisivo, sempre que os grupos coordenadores não cheguem a um consenso. Maiores detalhes sobre o atual funcionamento do planejamento da expansão e a operação do sistema estão no anexo 1.

Complementando o aparato de controle do governo federal sobre o setor, o DNAEE é responsável pela administração da política tarifária. Até 1993, a política em vigor determinava a prática de uma tarifa única para todo o país. A figura 1 apresenta um esquema da estrutura institucional atual, na qual se observam as principais funções dos agentes envolvidos.

FIGURA 1  
Estrutura Institucional Atual



A estrutura produtiva de geração é predominantemente constituída por usinas hidroelétricas (UHE), algumas com grandes reservatórios de regularização plurianual. A geração térmica (UTE) é marginal, tendo porte considerável apenas nos sistemas isolados. A capacidade instalada em 1995 era de 55.512 MW, incluindo os sistemas isolados, e os 6.300 MW referentes à participação do Brasil em Itaipu (ver tabela 1).

As redes de transmissão têm 153.406 km de extensão, considerando as configurações de tensão acima de 34 kv, devido as grandes distâncias entre as usinas geradoras e os principais centros consumidores, enquanto as de linhas de distribuição totalizam cerca de 1.600.000 km.

**TABELA 1**  
Capacidade Instalada - Brasil - 1995

EMPRESAS	(Em MW)		
	HIDRO	TÉRMICA	TOTAL
ELETRONORTE	4.718	783	5.501
CHESF	8.617	290	8.907
FURNAS	7.212	1.297	8.509
ELETROSUL	2.602	620	3.222
<b>TOTAL ELETROBRÁS</b>	<b>23.149</b>	<b>2.990</b>	<b>26.139</b>
ITAIPU	6.300		6.300
CESP/SP	9.461		9.461
CEMIG/MG	4.928	125	5.053
COPEL/PR	3.324	20	3.344
CEEE/RGS	896	511	1.407
LIGHT/PRIVADA	768		768
CELG	675	3	678
ELETROPAULO/SP	820	470	1.290
<b>TOTAL</b>	<b>20.872</b>	<b>1.129</b>	<b>22.001</b>
OUTRAS	514	558	1.072
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>50.835</b>	<b>4.677</b>	<b>55.512</b>

Fonte: ELETROBRÁS.

Furnas Inclui a Geração Nuclear de Angra I (675 MW)

O mercado caracteriza-se por apresentar elevadas taxas de crescimento do consumo de eletricidade. Em 1995, a energia vendida aos consumidores finais foi de 249.803 GWh, com crescimento de 6,1% em relação ao ano anterior. A classe de consumidores industriais foi responsável por 47,2% desse mercado, enquanto a residencial coube 25,4% e, a comercial, 12,9%. Os 14,5% restantes couberam aos setores público e aos consumidores da classe rural. Quanto à participação regional nesse mercado, coube à região Sudeste 60%, à região Sul 14,7%, à região Nordeste 15,8%, à Norte 5% e à Centro-Oeste 4,5%. A evolução desse mercado entre 1991/1995, aberta em regiões e classes, é mostrada na tabela 2.

**TABELA 2**  
Evolução do Mercado por Região e Classe

REGIÕES E CLASSES	Em GWh				
	1991	1992	1993	1994	1995
<b>NORTE</b>	10468	10880	11150	11505	12563
Residencial	2166	2108	2090	2139	2625
Comercial	1059	1067	1070	1129	1353
Industrial	6180	6547	6804	6965	7186
Outras	1062	1158	1185	1270	1397
<b>NORDESTE</b>	33619	34328	34941	36899	38758
Residencial	7069	7153	7411	7743	8957
Comercial	3400	3506	3713	3962	4428
Industrial	18357	18593	18340	19595	19367
Outras	4791	5074	5475	5598	6005

(Continua)



(Continuação)

REGIÕES E CLASSES	1991	1992	1993	1994	1995
<b>SUDESTE</b>	126473	127643	131905	141559	149095
Residencial	30596	31136	32104	33347	37515
Comercial	15096	15765	16646	17455	19272
Industrial	64116	63729	65998	72941	73617
Outras	16663	17013	17155	17815	18691
<b>SUL</b>	29849	30848	32765	34590	37446
Residencial	7939	8122	8473	8914	9981
Comercial	3711	3877	4128	4366	4872
Industrial	12047	12509	13682	14470	15225
Outras	6150	6339	6480	6839	7367
<b>C. OESTE</b>	8979	9147	9838	10854	11939
Residencial	3337	3342	3529	3809	4442
Comercial	1686	1713	1813	1960	2215
Industrial	1894	1940	2197	2598	2568
Outras	2060	2150	2298	2485	2711
<b>BRASIL</b>	209389	212848	220600	235409	249803
Residencial	51109	51863	53608	55954	63521
Comercial	24953	25929	27372	28875	32142
Industrial	102597	103320	107023	116570	117965
Outras	30729	31735	32596	34008	36173

Fonte: Relatório anual de mercado - ELETROBRÁS.

Os subsistemas brasileiros, à exceção do Norte, não são auto-suficientes. No Sistema Interligado S/SE/CO, Itaipu exerce papel complementar. De sua disponibilidade, 19% destinam-se à região Sul e 81% à região Sudeste. Na tabela 3 visualizam-se as dimensões, origens e destinos da produção.

TABELA 3  
Mercado x Produção 1995

REGIÃO	CONSUMO (TWh)	PRODUÇÃO (TWh)	BALANÇO (TWh)
SE/CO	186,16	123,60	-62,56
SUL	45,36	34,26	-11,1
NORDESTE	38,67	35,26	-3,41
NORTE	18,67	22,08	3,41
ITAIPU	-	73,66	73,66
<b>TOTAL</b>	<b>288,86</b>	<b>288,86</b>	<b>288,86</b>

Fonte: Relatório Anual GCOI/ELETROBRÁS - 1995.

## 2.2 A Estrutura Econômico-Financeira e a Política de Preços

Desde meados da década de 70, a política tarifária esteve baseada na adoção de uma *tarifa única* para todo o país. Essa política de equalização tarifária implicou a existência de uma Conta de Resultados a Compensar (CRC), cuja função era contabilizar as insuficiências e excedentes de receita, de forma a garantir uma remuneração mínima de 10% sobre os ativos das empresas. Esse mecanismo gerou um imenso déficit setorial, tendo sido extinto com a promulgação da Lei nº 8.631, em 1993, quando se realizou uma conciliação de débitos e créditos no interior da ISEB.

A Lei nº 8.631 estipulou critérios de periodicidade de solicitação de revisão do nível tarifário bem como os mecanismos de reajuste. Dentre os componentes da tarifa destacam-se:

- a figura do *custo médio contábil pela ótica do ativo*, representado pela “custo do serviço” e definidor do nível de preços;
- a figura do *custo marginal*, definida na lei por “estrutura tarifária”, com base na qual se estabelecem as relações de preços entre as alternativas tarifárias; e
- a figura do *custo médio contábil pela ótica do passivo*, representada pela fórmula ‘paramétrica’ destinada à manutenção do nível de preço.

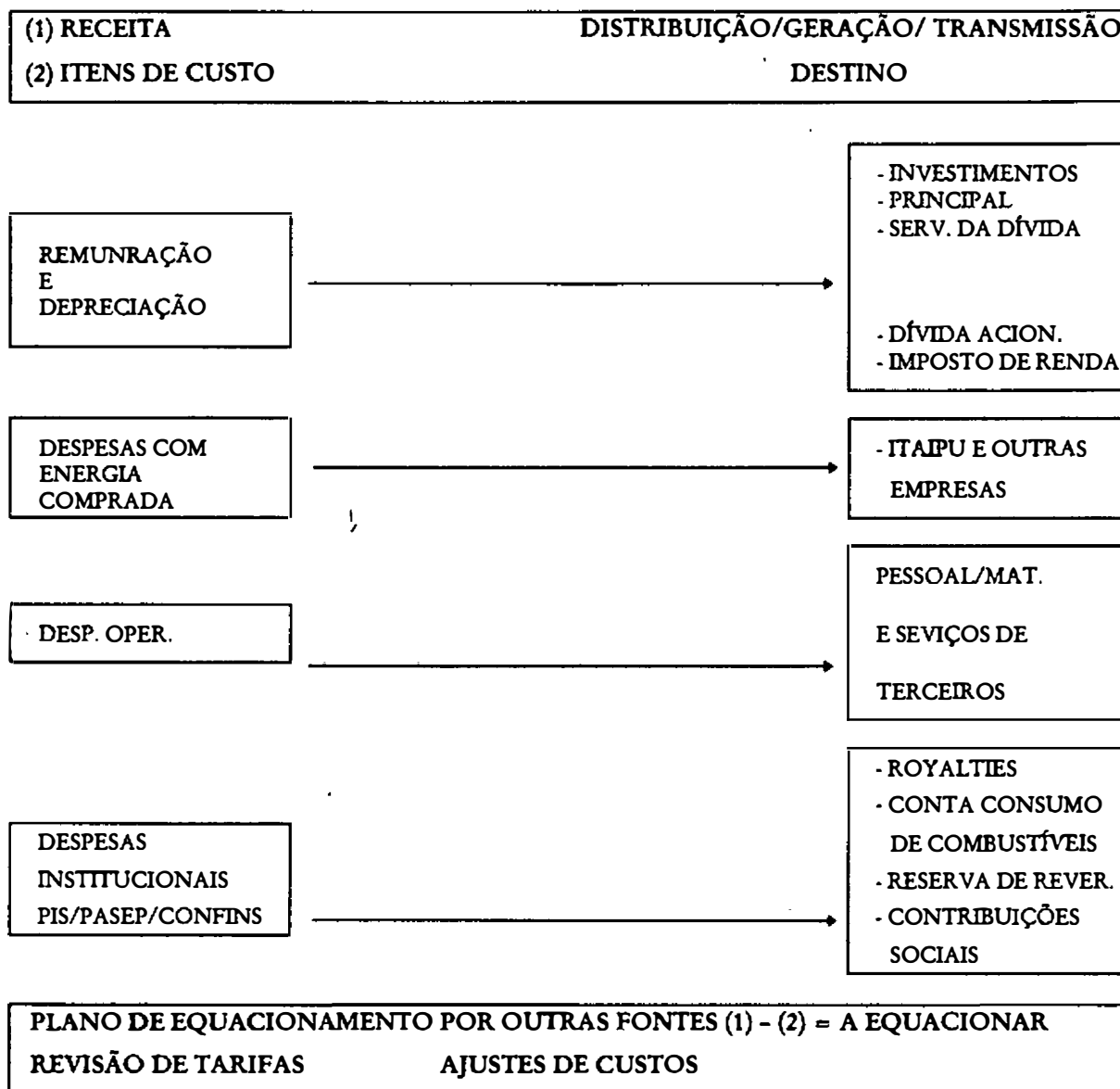
Assim, após 1993, as empresas passaram a apresentar planilhas de custos ao DNAEE que, além dos custos operacionais, incorporam os seguintes itens: as quotas anuais da Reserva Global de Reversão (RGR),<sup>9</sup> o custo da energia comprada de terceiros, a Conta Consumo de Combustíveis (CCC)<sup>10</sup> – no caso das distribuidoras de energia – e a compensação financeira para pagamento de *royalties*. A remuneração das empresas do setor está limitada ao conceito de *tarifas razoáveis*, definido no Código de Águas (Decreto nº 24.643/34). O DNAEE, ao analisar as propostas tarifárias, deve zelar pela razoabilidade dos custos encaminhados pelas empresas e pelo seu equilíbrio econômico-financeiro.

A Lei nº 8.631 inovou ao introduzir uma forma que buscava manter o poder de compra da tarifa homologada, vinculando a estrutura parametrizada do fluxo de caixa das obrigações da empresa com variações nos índices de preços correlacionados (ver figura 2). Esse novo enfoque representou um significativo avanço em relação à sistemática tarifária anterior (baseada em custos médios dos ativos contabilizados historicamente), pois incorporava as decisões relativas à expansão do sistema vinculadas às demandas dos consumidores por aumento da capacidade. Nesse sentido, o sistema de tarifas passa a ser um importante sinalizador para a expansão e otimização do sistema.

<sup>9</sup> A RGR pode ser movimentada pela ELETROBRÁS com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica.

<sup>10</sup> A CCC objetiva cobrir custos de combustíveis utilizados na geração térmica. Pelas características do parque gerador brasileiro, esse tipo de geração, mais caro, é complementar e voltado à otimização do sistema, portanto os custos são rateados proporcionalmente à demanda dos consumidores finais.

FIGURA 2  
Estrutura Econômico-Financeira



A estrutura tarifária é composta de *tarifas de suprimento*, que se referem aos serviços de geração e transmissão de energia, e *tarifas de fornecimento*, aplicadas pelas distribuidoras aos consumidores finais. As *tarifas de suprimento* baseiam-se em uma estrutura de ponderação com dois componentes: a demanda de potência e o consumo de energia. A demanda tem seu preço fixado pela carga máxima no horário de pico do sistema e o consumo tem seu preço fixado pelo somatório das demandas em todos os horários do dia. Esses valores são os mesmos para todos os períodos do ano.

As *tarifas de fornecimento* estão subdivididas em grupos de consumidores e classes tarifárias. A segregação em grupos busca sinalizar adequadamente os diversos tipos de clientes. Assim, os grandes consumidores enquadram-se em estruturas horo-sazonais, que levam em consideração as diferenças entre os horários do dia (pico e fora do pico) e as estações do ano (seca e úmida). Para os pequenos consumidores, as tarifas de fornecimento seguem a mesma metodologia da tarifa de suprimento, ou seja, com preços para demanda de potência máxima no horário de pico e de consumo nos demais

horários. A definição dessa estrutura baseia-se na diferenciação do custo marginal de atendimento nos períodos do dia e durante o ano, e nos níveis de tensão. As figuras 3 e 4 representam a formatação tarifária vigente.

FIGURA 3  
Perfil Tarifário Vigente no Suprimento

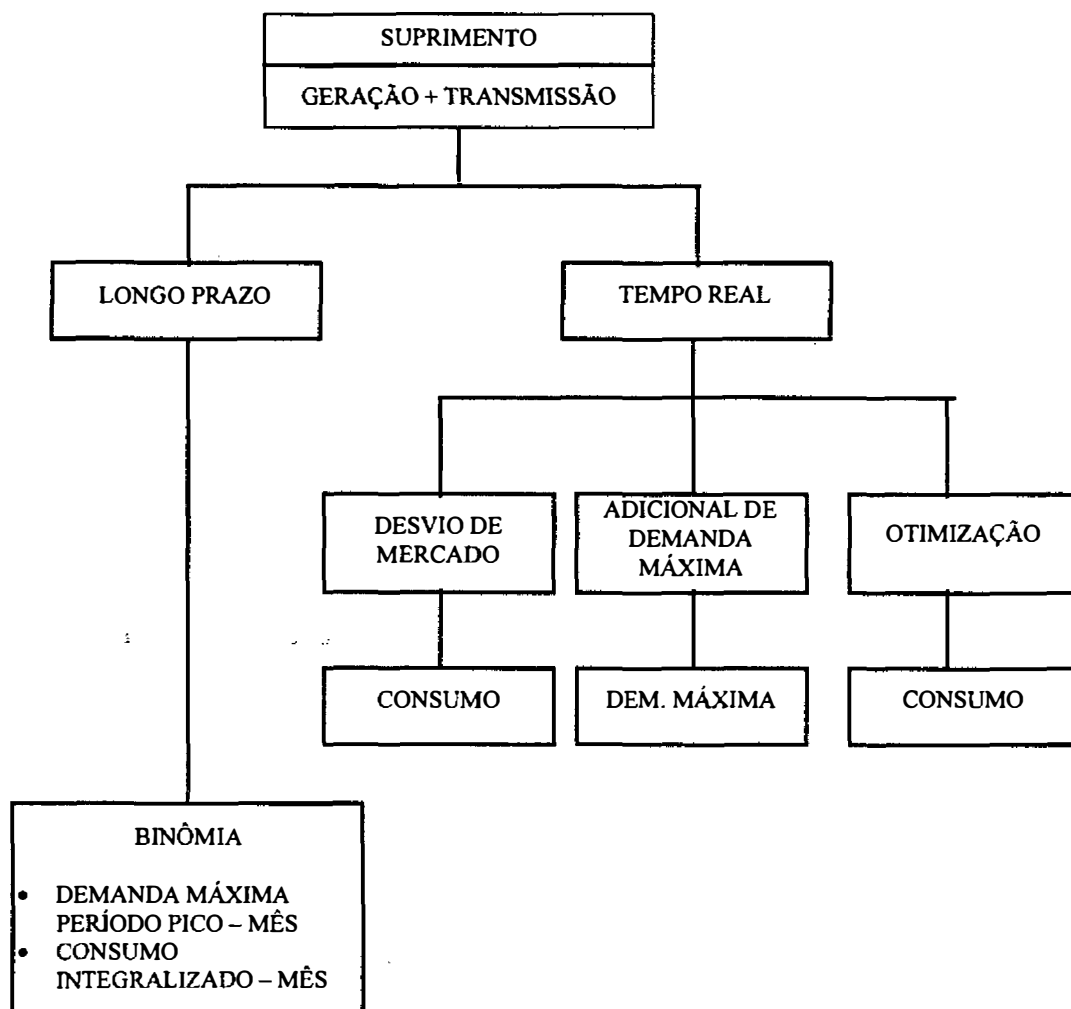
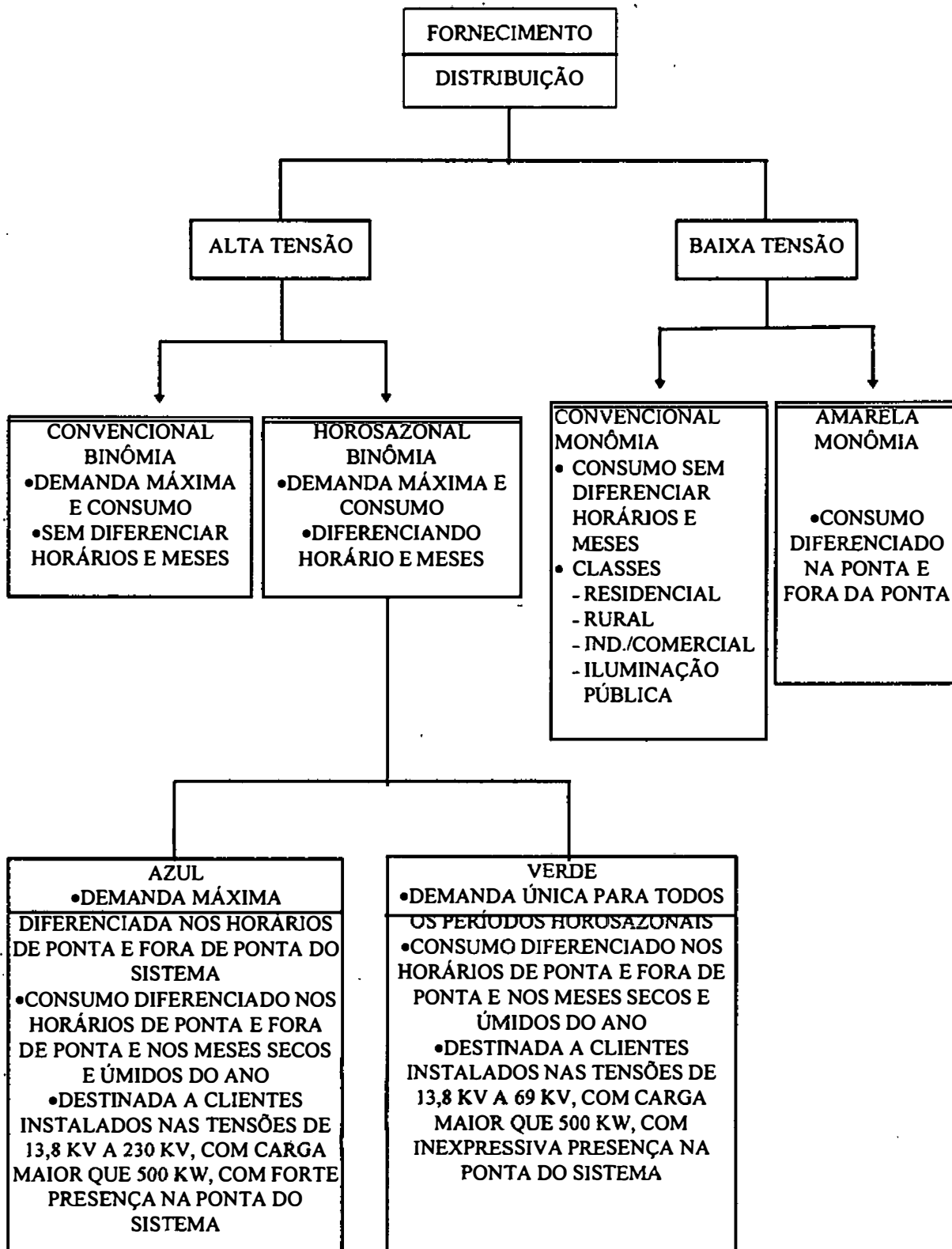


FIGURA 4

Perfil Tarifário Vigente no Fornecimento



Esse sistema tarifário possibilita a criação de subsídios para certos tipos de consumidores. A partir da análise do comportamento da carga nos diversos pontos de entrega de energia é possível identificar os subsídios interclasses existentes. Dada a necessidade de expansão do sistema, devido ao aumento da carga necessária, a tarifa e o nível de subsídio são elementos essenciais na sinalização do processo. Na ISEB, apesar dos questionamentos das empresas e de suas propostas de reajustamento tarifário, as distorções existentes ainda não foram corrigidas. O quadro 1 resume o processo para o estabelecimento das propostas tarifárias das concessionárias.

QUADRO 1  
Procedimentos da Proposta Tarifária

CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO	CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO	TARIFAS DE REFERÊNCIA A CUSTOS MARGINAIS	TARIFAS DE APLICAÇÃO
DADOS E MEDIÇÕES	PRODUÇÃO	SUPRIMENTO	NÍVEL NECESSÁRIO AO EQUILÍBRIO DA CONCESSÃO
TIPOLOGIA DOS CONSUMIDORES	TRANSMISSÃO		ASPECTOS POLÍTICOS E SOCIAIS
PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DO MERCADO	DISTRIBUIÇÃO	FORNECIMENTO	

Em 1995 e 1996, as concessionárias apresentaram propostas de reajuste tarifário, que já contemplavam, na maioria delas, ajustes decorrentes de um processo de busca de eficiência, com expressivos ganhos de produtividade. Os aumentos autorizados foram diferenciados para geração-transmissão e distribuição, porém com índices inferiores ao da inflação acumulada para o período. Entretanto, o DNAEE sinalizou na direção da retirada de subsídios, ao reduzir consideravelmente os mesmos na classe de consumidores residenciais, o que acarretou um ganho adicional às distribuidoras.

O processo de revisão da regulação setorial, ampliado na Lei das Concessões nº 8.987/95 e normalizado pela Lei nº 9.074/95, determinou a apresentação de propostas tarifárias para cada unidade de negócio de geração, transmissão e distribuição de energia. Os valores tarifários referentes ao *suprimento* passaram a corresponder ao somatório do transporte (transmissão) e produção (geração). Nesse novo modelo que se estabelece, a estrutura tarifária é reavaliada, podendo ser aproveitado o conceito atual do fornecimento para as empresas distribuidoras.

O novo modelo tarifário depende da nova formatação do modelo elétrico brasileiro, e será discutido mais detalhadamente no capítulo 4 deste trabalho.

### 3. DINÂMICA ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

#### 3.1 A Evolução da Estrutura Econômico-Financeira e sua Crise

A expansão da capacidade de oferta de energia elétrica constituiu-se em um dos elementos centrais da estratégia de desenvolvimento brasileiro nos últimos quarenta anos. A intervenção do estado, com vultosos investimentos, principalmente na geração de energia elétrica, foi determinante para o sucesso desta empreitada. Favoreceu essa política a estratégia de planejamento e financiamento, fortemente centralizada, estratégia esta perfeitamente adaptada ao contexto econômico da época, marcado por um ritmo de crescimento acelerado e disponibilidade de capitais internacionais, que permitiram um funcionamento equilibrado das componentes básicas desse modelo de financiamento da expansão.

A expansão do sistema era financiada por um *mix* formado com recursos de terceiros (empréstimos e financiamentos), aportes de capital do acionista (recursos fiscais federais e estaduais, incluindo a reinversão dos dividendos) e recursos do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), Empréstimo Compulsório e da Reserva Geral de Reversão (RGR).<sup>11</sup> Já os recursos próprios, baseados na prática de tarifas pelo custo do serviço, destinavam-se a cobertura das despesas operacionais, capitalização dos juros durante a construção, depreciação e amortização e uma taxa de remuneração mínima de 10% e máxima de 12%, calculada sobre o ativo imobilizado em serviço.<sup>12</sup>

A auto-sustentação desse modelo de financiamento dependia de três condições. Primeiro, da consistência entre o prazo de carência dos empréstimos e financiamentos e o período de maturação dos investimentos; ou seja, o início do cronograma de desembolsos com juros e amortização deveria ser adequado à entrada em operação do investimento, quando recursos tarifários (via remuneração e depreciação) estivessem sendo gerados com a venda de energia. A segunda condição, estritamente ligada à primeira, é que o período de amortização dos empréstimos – o perfil da dívida – fosse compatível com a geração de reservas via depreciação do ativo imobilizado. Finalmente, os encargos da dívida contraída para a expansão do sistema deveriam ser compatíveis com a remuneração do setor.

Em suma, a combinação dos fatores acima citados fez com que o setor elétrico brasileiro gozasse de uma boa situação econômica e financeira,<sup>13</sup> permitindo-lhe uma expansão confortável e auto-sustentada. Foi a época de grandes projetos hidroelétricos e termelétricos e da construção de extensas linhas de transmissão, que permitiram a constituição dos dois grandes sistemas interligados.

A década de 70 marca um forte ponto de inflexão na trajetória evolutiva do setor, devido a alguns eventos que definiriam os elementos básicos de configuração institucional e financeira descritas anteriormente. No aspecto organizacional, como já visto, assiste-se à constituição formal do sistema de operação dos sistemas interligados, a criação do GCOI e do GCPS. Somam-se a isso, a decisão de construir Itaipu e a criação da NUCLEBRÁS, contribuindo o gradativo fortalecimento da ELETROBRÁS, que além da sua função de banco setorial, passa a assumir também as funções de coordenadora do planejamento e da operação do sistema. Esta situação foi progressivamente se tornando conflitiva com a atuação as concessionárias estaduais verticalizadas.

Quando ocorre, em 1974, a implementação da equalização tarifária em todo o território nacional (Lei nº 1.383/74), as remunerações das empresas passaram a ser ajustadas através da transferência de excedentes de receita (sobre o custo total dos serviços das empresas) das concessionárias superavitárias para as deficitárias. Essa medida, basicamente, não alterou o regime de remuneração das empre-

<sup>11</sup> O IUEE foi extinto em 1989 e o Empréstimo Compulsório em 1993. A RGR, a partir de 1971, substituiu a antiga quota de reversão (até então mantida na própria concessionária – ainda que na forma de empréstimos – para financiar seus programas de investimentos) e foi transferida para a ELETROBRÁS, que passou a ser a gestora exclusiva da aplicação desse recurso. Assim, um ônus que revertia em maior volume de recursos para as concessionárias passou a ser centralizado na *holding* federal, a qual decidia em que obras aplicá-los. Maiores detalhes ver "Busca da Excelência nas Decisões Econômico-financeiras das Empresas de Energia Elétrica" [CIER (1994)].

<sup>12</sup> A legislação do setor, vigente até 1993, estabelecia que as diferenças entre a remuneração efetiva do concessionário e a garantida por lei seriam depositadas (sendo positivas) ou registradas (sendo negativas) na Conta de Resultados a Compensar (CRC). Essa conta, na verdade, constituía-se num crédito das concessionárias contra a União, quando da não-fixação pelo poder concedente, por várias razões, de tarifas em níveis suficientes para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

<sup>13</sup> As empresas do setor cobravam tarifas adequadas, capazes de assegurar a remuneração a que faziam jus, estando relativamente capitalizadas e com um endividamento sob controle. Na verdade cumpria-se, com certa aproximação, uma estrutura tripartite, 1/3 de geração interna de recursos, 1/3 de capitalização dos acionistas (governos federal e estadual), 1/3 de financiamento de terceiros, via empréstimos [Greiner (1994)].

sas, porém introduziu um sistema de transferências financeiras que, apesar de alterações sofridas ao longo do tempo,<sup>14</sup> persistiu até 1993. Uma das conseqüências marcantes da unificação das tarifas, do ponto de vista gerencial, foi o estímulo à ineficiência administrativa e à progressiva negligência das empresas do setor, com os custos, pois as empresas mais rentáveis eram penalizadas com a transferência de seus lucros *extras* para as concessionárias não rentáveis..

A partir de 1977, a correção monetária (com base na ORTN) passou a ser fixada abaixo da inflação, gerando uma subavaliação do ativo, base de cálculo da remuneração<sup>15</sup> e da quota de depreciação. Esta política provocou reflexos diretos na geração interna de recursos, obrigando as empresas elétricas a recorrerem intensivamente ao endividamento, principalmente aquelas comprometidas com pesados investimentos, notadamente na geração e transmissão. Por outro lado, ao passar para a esfera do Ministério do Planejamento a aprovação dos reajustes tarifários (Decreto nº 70.706/77), iniciou-se uma política de contenção tarifária que teve como objetivos combater a inflação, promover e intensificar a substituição de energéticos importados por energia elétrica.<sup>16</sup>

Esses elementos provocaram a gradativa deterioração econômico-financeira setorial e um progressivo crescimento dos custos setoriais, principalmente da parcela relativa aos encargos da dívida, maior item do custo dos serviços elétricos. O DNAEE, órgão fiscalizador e regulador das concessões, por não dispor de recursos e poder político suficientes, assistiu passivo a este processo.

No início dos anos 80, as transformações ocorridas no sistema financeiro internacional produziram efeitos profundos nas condições de financiamento da ISEB. Com a elevação brutal das taxas de juros, a diminuição dos prazos de carência e o aumento das exigências dos bancos privados para liberarem empréstimos, o setor passou a conviver com fortes restrições de sua principal fonte de financiamento, aumentando a dependência dos já escassos recursos do Tesouro e dos declinantes recursos gerados internamente para financiar sua expansão. Inicia-se, então, o processo de crescente descapitalização setorial, fruto da combinação da política de achatamento tarifário, elevação de seu endividamento, dificuldades de captação de novos empréstimos e limitação em obter aportes de recursos governamentais.

A escassez de recursos agrava também a crise institucional, como consequência da evolução organizacional do sistema, que não conseguiu implementar plenamente um modelo centralizado no governo federal, devido à presença das concessionárias estaduais, que sempre se opuseram fortemente a essa centralização. Assim, a "federalização inconclusa" do setor tornou-se fonte permanente de disputas e conflitos entre as grandes concessionárias verticalizadas estaduais (CESP, CEMIG, COPEL e CEEE) e as empresas do Grupo ELETROBRÁS, em torno dos recursos financeiros disponíveis para financiar a expansão do sistema.<sup>17</sup> Essas disputas, de certa forma, obscureceram o cenário de crise e levaram as concessionárias a deslançarem um gigantesco programa de obras para garantir um fluxo

---

<sup>14</sup> Os recolhimentos eram feitos em conta administrada pela Eletrobrás denominada Reserva Global de Garantia - RGG, substituída em 1988 pela RENCOR. Maiores detalhes sobre as discussões, o conteúdo e os problemas vivenciados pelo setor nesse período, ver Prado (1994), Greinier (1994) e CIER (1994).

<sup>15</sup> Manteve-se artificialmente elevada, a taxa de remuneração das empresas pela diminuição de sua base de cálculo e, conseqüentemente, estas contabilizaram valores menores na Conta de Resultados a Compensar (CRC), o que se constituiu numa descapitalização do setor, pois tornou este saldo insuficiente para cobrir as dívidas a terceiros. Além disso, ao ajustar seus ativos a valores abaixo da inflação real, seus níveis de endividamento eram elevados proporcionalmente, fazendo como que suas demonstrações financeiras passassem a carregar uma distorção importante, tornando-as mais expostas.

<sup>16</sup> Cabe ressaltar que essa política, que a princípio seria temporária, gerou uma expectativa na sua continuidade e automaticamente criaram-se grupos de grandes clientes que conseguiram a sua perpetuação.

<sup>17</sup> Para maiores detalhes sobre o assunto ver Prado (1994) e Greiner (1994).



permanente de recursos para investimentos.<sup>18</sup> Dessa forma, a ISEB iniciou uma trajetória que levaria, no final da década de 1980, à falência dos arranjos institucional e financeiro existentes, culminando com a generalização da inadimplência entre geradoras e distribuidoras.

### 3.2 O Impasse da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro

A crise institucional e econômico-financeira da ISEB acentuou-se no início da década de 1990, provocando o estrangulamento financeiro das concessionárias. O esgotamento das fontes de financiamento para os projetos de expansão conduziu a uma situação de tensão institucional, gerando inadimplências que, ao lado de outros fatores, acabaram por comprometer definitivamente a capacidade de investimento setorial. Como consequência desse processo, as projeções oficiais indicam que é grande o risco de déficit no atendimento ao mercado elétrico para os próximos anos. Como agravante dessa situação, existe o fato de que, mesmo que se intensifiquem os fluxos de investimentos, os prazos de maturação de obras de geração variam em torno de cinco a seis anos para usinas hidráulicas e boa parte das concessões de usinas, alocadas no último cronograma do Plano Decenal, sequer foram outorgadas.

Para que se estime a importância da conclusão das obras paralisadas e a necessidade de viabilização de investimentos em concessões ainda não-outorgadas, apresentam-se algumas avaliações do GCOI, no horizonte dos próximos cinco anos, e dos riscos de não-atendimento do mercado. As tabelas 4 e 5 apresentam os valores de energia garantida do sistema a um risco de não-atendimento de 5%, considerando a configuração definida pelo cronograma de obras aprovado no último Plano Decenal, no qual estão contempladas a entrada em operação, no horizonte analisado, de usinas com obras paralisadas e outras cujas concessões ainda nem foram outorgadas. Além disso, considera-se a interligação, em 1999, do sistema S/SE/CO ao N/NE, que melhorará significativamente a performance do sistema.

TABELA 4  
Balanco Energético - S/SE/CO

	(Em MW médios)				
	1997	1998	1999	2000	2001
Geração Hídrica	17.106	17.072	17.725	20.601	21.305
Geração Térmica	2.382	2.525	4.592	5.250	5.497
Itaipu	8.658	8.192	8.097	8.599	8.608
Geração Total	28.146	27.789	30.214	34.450	35.410
Mercado	28.146	29.416	30.576	31.707	33.005
Balanco	0	-1.627	-362	2.743	2.405

Fonte: Plano de Operação - GCOI/ELETOBRÁS.

<sup>18</sup> O governo federal impulsiona um amplo programa de projetos de cunho geopolítico, como a construção de Itaipu, Tucuruí e o programa nuclear, além das desastreadas UHE de Balbina e Samuel. Ao lado destas, outras obras são iniciadas, caso de Três Irmãos, Porto Primavera, Rosana e Taquaruçu, nem sempre condizentes com o mercado, principalmente à vista da execução de Itaipu. Acrescente-se a utilização do expediente da antecipação de equipamentos como meios de se obter o ingresso de divisas através dos *suppliers credits*, como foi feito em algumas das obras acima mencionadas e na usina de Xingó [Greiner (1994)].

TABELA 5  
Balanco Energético - N/NE

	(Em MW médios)				
	1997	1998	1999	2000	2001
Geração Hídrica	7.693	8.913	8.881	8.862	8.965
Geração Térmica	7	28	63	85	85
Geração Total	7.700	8.941	8.944	8.947	9.050
Mercado	7.311	7.629	8.039	8.455	9.030
Balanco	389	1.312	905	492	20

Fonte: Plano de Operação - GCOI/ELETOBRÁS

Conforme se pode observar, prevê-se um déficit de energia garantida para os anos de 1998 e 1999 no sistema interligado S/SE/CO, mesmo que se regularizem os fluxos de investimentos. Como, aproximadamente 20% das concessões de usinas, alocadas nos próximos cinco anos do horizonte de planejamento, ainda não foram outorgadas e 30% de energia garantida nova, prevista para 1999, não possui concessionário definido (ver tabela 6), este problema tem gerado natural preocupação.

TABELA 6  
Programa de Novas Obras de Geração

	(Em MW)				
	1997	1998	1999	2000	2001
Conc. Definida	1.114	2.537	3.750	2.689	943
Conc. Indefinida	-	456	1.595	226	553
Potência Total	1.114	2.993	5.345	2.915	1.496

Fonte: Plano de Operação - GCOI/ELETOBRÁS

Caso a hidraulicidade do sistema seja favorável, e o cronograma de obras cumprido, os déficits dos balanços energéticos poderão ser supridos com energia secundária. Contudo, na hipótese de uma pluviometria desfavorável, corre-se o risco de cortes no abastecimento. Para que o sistema se mantenha dentro dos padrões de confiabilidade adequados, há necessidade de capacidade de geração adicional ao já considerado no cronograma de obras para o período 1998-1999. É, portanto, urgente a necessidade de intensificar os fluxos de inversões e, dada a incapacidade de geração interna de recursos das concessionárias atuais, é necessário o desenvolvimento de um novo arcabouço institucional que torne a ISEB, atraente para capitais privados.

A tabela 7 apresenta os recursos considerados necessários pela ELETOBRÁS e a tabela 8 as estimativas de geração de recursos próprios no setor como um todo. De acordo com essas estimativas, quase metade do volume de recursos necessários à conclusão do programa de expansão deverá ser captado externamente ao setor. Porém, a falta de definição de regras claras para a exploração dos serviços públicos de energia elétrica, tais como a política de preços para o transporte e as regras tarifárias, vêm dificultando a entrada dos recursos necessários à complementação desses requisitos.

TABELA 7  
Programa de Investimentos

PROGRAMAS	(Em R\$ bilhões)					
	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Geração	2,7	3,7	3,5	3,3	3,2	16,4
Transmissão	1,4	1,7	1,6	1,6	0,8	7,1
Distribuição	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	6,0
Outros	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	2,6
TOTAL	5,7	7,1	6,8	6,7	5,8	32,1

Fonte: ELETOBRÁS.

**TABELA 8**  
**Perspectivas de Necessidades de Recursos para Investimentos**

(Em R\$ bilhões)

FONTES/USOS	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
1 - Receita	17,90	19,00	19,80	20,90	22,30	99,90
2 - Despesas	7,50	7,60	7,70	7,80	7,90	38,50
3 - Ger. de Rec. (1) - (2)	10,40	11,40	12,10	13,10	14,40	61,40
4 - Imp. + Taxas + dividendos	2,30	2,60	2,70	2,90	3,30	13,80
5 - Serviço da dívida	4,80	5,40	6,20	7,20	8,00	31,60
5.1 - Juros da dívida	2,20	2,50	2,90	3,40	3,80	14,80
5.2 - Amortização	2,60	2,90	3,30	3,80	4,20	16,80
6 - Investimentos	5,70	7,10	6,80	6,70	5,80	32,10
7 - Necessidade de recursos (3-4-5-6)	-2,40	-3,70	-3,60	-3,70	-2,70	-16,10

Fonte: ELETROBRÁS.

### 3.3 A Diversidade da Situação Econômico-Financeira das Empresas Elétricas nos Anos 90

Os impactos das restrições financeiras geradas pela crise do setor foram diferentemente absorvidos pelas empresas; e suas decisões de investimento, financiamento e gestão conduziram a uma diversidade de situações econômico-financeiras. Nesse sentido, cabe examinar, antes de apresentarmos o panorama atual da situação econômico-financeira das empresas elétricas brasileiras, as interações entre a lógica de planejamento do setor e os problemas de equilíbrio orçamentário e financiamento dos investimentos.

#### 3.3.1 A Dificuldade de Revisão dos Métodos de Planejamento Setorial e dos Critérios de Gestão

De maneira geral, as companhias de eletricidade permanentemente enfrentam a dois tipos de problemas, de natureza distinta, ligados à sua gestão financeira. Eles são decorrentes das características técnico-econômicas do fornecimento de eletricidade.<sup>19</sup> O primeiro é o problema de equilíbrio orçamentário. A empresa deve assegurar uma taxa de cobertura tal que suas receitas, ao longo do exercício, cubram os custos operacionais e as despesas financeiras. Nota-se assim que o equilíbrio orçamentário plurianual está diretamente vinculado à fixação de níveis tarifários compatíveis com esses dois componentes de custos. As decisões em matéria de investimento, de financiamento e de preços, tomadas nos anos precedentes, influenciam diretamente o equilíbrio orçamentário.

O problema de financiamento, *stricto sensu*, relaciona-se com a dinâmica do fluxo esperado de recursos financeiros, sendo determinantes as expectativas com relação ao comportamento futuro das variáveis econômico-financeiras. Esses dois problemas tornam-se particularmente mais complexos se a firma está em regime de expansão para responder ao crescimento acelerado da demanda, pois o montante anual dos investimentos a serem realizados torna-se o aspecto fundamental da estratégia empresarial. Como as características técnico-econômicas das empresas elétricas em expansão raramente permitem o autofinanciamento total dos investimentos (revelando uma situação conhecida como de demanda permanente de crédito), observa-se que a fixação de um nível tarifário compatível

<sup>19</sup> Indivisibilidade dos equipamentos, tempo de maturação dos investimentos, produto não-estocável e obrigação jurídica de fornecimento associada à missão de serviço público. Essas características tornam central a questão do planejamento dos investimentos, na medida que implicam a necessidade de operação com um determinado nível de sobrecapacidade planejada e a antecipação da demanda de longo prazo endereçada ao sistema.

com o ritmo de expansão é crucial para a cobertura simultânea dos custos operacionais e das despesas financeiras geradas pela captação de recursos de terceiros.

Parece claro que o início da crise financeira do setor elétrico foi marcado por fatores exógenos. Contudo, o agravamento dessa crise revelou diversas falhas organizacionais ligadas à gestão econômico-financeira e à lógica de planejamento dos investimentos que é muito importante.<sup>20</sup> A dificuldade de adaptação das empresas elétricas à conjuntura internacional e nacional ao longo dos anos 80 não pode ser ignorada como fator explicativo para o agravamento dessa crise. O contexto da segunda metade dos anos 80 era então caracterizado por: alto endividamento,<sup>21</sup> racionamento de crédito internacional, baixo autofinanciamento e difícil situação fiscal do Estado. É bem verdade que as previsões de demanda não se confirmaram em função da recessão dos anos 80. Mas é importante notar que o ambiente econômico para a tomada de decisões de investimento começava a alterar-se profundamente.

Nesse sentido, é fundamental investigar os critérios de planejamento do setor elétrico. Simplificando ao extremo, para colocar em relevo os princípios fundamentais da lógica de planejamento utilizada, o processo de tomada de decisões privilegiava o estabelecimento de um cronograma de obras a desenvolver. Além disso, as conseqüências desse tipo de procedimento relegava a um plano secundário a aplicação de normas rigorosas de gestão econômico-financeira, a fim de assegurar o equilíbrio orçamentário e o equacionamento financeiro dos investimentos.

Atualmente, a gestão econômico-financeira exige muito mais sofisticação e não pode, de modo algum, ser desconectada da lógica de planejamento e das decisões de investimento. Porém, é precisamente com relação a esse ponto que se pode constatar um atraso na revisão das estratégias de financiamento e na percepção da complexidade das mudanças que ocorriam nos anos 80.

Mesmo sem entrar na análise detalhada do problema de determinação da taxa de desconto a ser utilizada no cálculo econômico, pode-se constatar que o custo do investimento inicial e seu modo de financiamento não constituem uma restrição fundamental nos métodos clássicos de seleção de investimentos utilizados pelas empresas do setor.<sup>22</sup> Porém, num contexto de racionamento de crédito esse aspecto torna-se crucial. Nesse caso, apesar de ser viável, do ponto de vista estritamente econômico, um projeto de grande porte beneficiando-se do aproveitamento das economias de escala pode não se concretizar, pois o seu equacionamento financeiro será muito mais complexo, em função do custo do investimento inicial. Esse aspecto assume relevância ainda maior nas indústrias altamente intensivas em capital e com longo prazo de maturação dos investimentos.

Vale ressaltar que, dadas as características do parque gerador elétrico brasileiro, essencialmente sua base hidráulica, a escolha de projetos de grande porte ocorria com frequência, em função da possibilidade de gerar economias de escala. Isto é, plantas maiores poderiam produzir energia a um cus-

---

<sup>20</sup> Ver Pinto Jr. (1993).

<sup>21</sup> Entre 1975 e 1984, a dívida do setor elétrico passou de US\$ 5 bilhões para US\$ 23,8 bilhões (valores em dólares constantes de 1990).

<sup>22</sup> Esse último argumento pode ser facilmente ilustrado. A lógica do planejamento apoiava-se sobre o seguinte princípio: selecionava-se o melhor investimento com as técnicas tradicionais de avaliação de projetos pelo conhecido método do valor atual, que favorece a exploração de economias de escala num contexto em que não existam restrições de financiamento. Assim, dados dois projetos A e B, se o investimento inicial do projeto A (Ia) e do projeto B (Ib) são respectivamente iguais a 1000 e 200, a seleção é feita, a partir do cálculo atualizado do fluxo de caixa (somatório das receitas menos despesas) descontado ao longo da vida útil do projeto, através da comparação do projeto de maior valor atual. Se o valor atual do projeto A (Va) é maior que o valor atual do projeto B (Vb), o projeto A é selecionado apesar do maior investimento inicial.

to médio menor. Entretanto, esse último argumento é verdadeiro apenas em um contexto no qual não haja racionamento de crédito ou a engenharia financeira esteja equacionada.

O que ocorre se essas condições não se verificarem? As obras são iniciadas e acabam sendo paralisadas por falta de recursos. Esse é um problema que permanece até hoje, caracterizando o que se chama de armadilha das economias de escala: obras de grande porte paradas implicam custos financeiros elevados em decorrência do aumento dos juros que correm durante a construção. A consequência direta desse processo traduz-se nos encargos financeiros que encarecem e retardam a construção, anulando os benefícios de economias de escala esperados. É precisamente por essa razão que se torna premente solucionar o problema dos projetos pendentes.

Além disso, a década de 80 marca o início de um período de significativas mudanças estruturais, especialmente no que tange ao sistema financeiro internacional. A aceleração do ritmo de progresso tecnológico, especialmente em telecomunicações e informática, transformou radicalmente o comportamento dos agentes financeiros e, como veremos no item 5.1, a própria estrutura do sistema financeiro internacional.

Esses elementos servem para mostrar a dimensão e a importância das mutações do ambiente econômico das empresas elétricas brasileiras. Em outras palavras: financiar projetos de investimento, sobretudo em setores altamente intensivos em capital e com prazo longo para maturação dos investimentos, como o setor elétrico, passa a ser, nos anos 90, uma operação cada vez mais complexa.

O aumento substancial dos custos operacionais totais decorrentes, em particular, do peso elevado que assumem as despesas financeiras vem refletindo as dificuldades das empresas elétricas, em matéria de gestão econômico-financeira, tanto no que concerne ao equilíbrio orçamentário quanto ao problema de financiamento dos investimentos novos. No que se refere ao equilíbrio orçamentário, a partir da segunda metade da década de 90, uma série de medidas de controle de gastos começam a ser implementadas num grande número de empresas do setor, objetivando uma redução dos custos operacionais.

De forma esquemática, vale notar que, no que tange especificamente ao segundo problema, as questões centrais para as empresas elétricas, nos anos 70 eram: "com que banco captar e quanto?". A partir da segunda metade da década de 80, as questões fundamentais são: "existem recursos para serem captados? qual modalidade e em que condições é possível captar?". Modifica-se assim a natureza do processo de captação de recursos nos mercados financeiros, exigindo uma consequente adaptação das estratégias de financiamento das empresas desse setor.

Nesse contexto, em que a concorrência por capitais é acirrada, a primeira preocupação das empresas elétricas parece estar orientada para o aumento de sua capacidade de autofinanciamento. Isto é explicado por dois fatores principais: *primeiro*, a sinalização, por parte do governo, de que os aportes do Tesouro, que durante a década de 80 sustentaram o esforço de investimento setorial, vão escassear significativamente, com a previsão de serem completamente eliminados nos próximos anos.<sup>23</sup> *Segundo*, a consequência direta desse aspecto é a necessidade de Configuração de uma nova estrutura de financiamento. Neste ponto, cabe ressaltar que, na fase atual do debate sobre a reestruturação, instala-se um certo grau de confusão com respeito à estrutura de financiamento das empresas elétricas nos próximos anos. Como vem sendo anunciado, é aguardado um aumento significativo de capitais privados no setor elétrico. Esses aportes, porém, asseguram tão-somente a mudança na estrutura patrimonial das empresas. É indispensável observar que, com a concretização das operações de privatização anunciadas, as empresas com nova estrutura patrimonial continuarão dependendo, para a sua estratégia de expansão, basicamente de dois pilares de financiamento: capacidade

<sup>23</sup> Ver Pinheiro (1996) e Brasil (1995).

de autofinanciamento e recursos de terceiros (financiamentos externos e domésticos). Do ponto de vista da estrutura do financiamento dos investimentos, essa situação não é diferente do contexto no qual se inscrevem as empresas públicas se considerarmos a retirada dos aportes do Tesouro.

### 3.3.2 Um Retrato da Situação Atual das Empresas Elétricas Brasileiras

Atualmente, a recuperação da capacidade de investimento das empresas elétricas no Brasil exige dois requisitos básicos: aumento da capacidade de autofinanciamento e ampliação da base de captação de recursos externos. Nessas circunstâncias, a maior capacidade de autofinanciamento é fundamental para a alavancagem de recursos de terceiros; isto é, a capacidade de endividamento suplementar depende diretamente do autofinanciamento potencial das empresas, o qual funciona como elemento redutor do risco de crédito para os emprestadores, facilitando o acesso das empresas aos novos instrumentos e às inovações financeiras, em particular os mecanismos de securitização.<sup>24</sup> Esse “saneamento” financeiro constitui, ainda, elemento de atratividade de capitais privados, seja sob a forma de parcerias em novos projetos, seja diante da perspectiva de privatização parcial ou total dos ativos.

Dessa forma, o aumento da capacidade de autofinanciamento depende, fundamentalmente, da redução dos custos operacionais (uma vez que as despesas financeiras são função do endividamento contratado no passado) e do aumento da receita operacional líquida. Em termos concretos, tornou-se imperativa a implementação de “choques de gestão” com programas importantes de redução de custos e de revisão de práticas gerenciais. Nesses dois registros, um grande número de empresas elétricas brasileiras, estejam elas em preparação do processo de privatização ou não, têm logrado bons resultados.

Esse duplo esforço de adequação da gestão econômico-financeira das empresas é, entretanto, muito diferenciado em termos do ritmo e do próprio conjunto de medidas implementadas. Nesse contexto, torna-se cada vez mais difícil tratar, via uma abordagem exclusivamente setorial, a questão da reestruturação financeira do setor elétrico, sendo necessário atentar para a grande diversidade da situação econômica e financeira das empresas.

Do ponto de vista da situação econômica, as tabelas 9 e 10 ilustram as diferenças existentes entre as companhias de geração, de distribuição e as mistas (combinando distribuição com um parque gerador importante), explicadas pelas funções de custo distintas, implicando necessidades de investimentos desiguais e fluxos de comercialização de energia bastante variáveis (ver tabela 9). Após a desqualificação tarifária de 1993, as diferenças entre as empresas, em especial suas margens de comercialização, tendem a ser ainda mais significativas (ver tabelas 10 e 11).

---

<sup>24</sup> Voltaremos a esse ponto no item 4.

TABELA 9  
Fluxo de Energia  
1995

(Em GWh)

EMPRESAS	GERAÇÃO PRÓPRIA DE ENERGIA	COMPRA DE ENERGIA				VENDA DE ENERGIA		
		Supridora Regional	Outras Concessionárias	Energia de Itaipu	Total de Energia Comprada	Consumidores	Outras Concessionárias	Total de Energ. Vendida
CEB	140,2	1.690,7	0,0	902,3	2.593,0	2.521,2	6,8	2.527,9
CEEE	6.193,3	5.019,5	12,0	5.107,1	10.138,6	14.489,3	116,0	14.605,3
CELESC	297,8	5.518,8	17,5	2.978,4	8.514,7	8.042,6	129,1	8.171,7
CELG	3.416,4	341,6	20,6	1.533,0	1.895,3	4.353,3	62,6	4.415,9
CELPE		6.167,0	29,9		6.197,0	5.255,3	61,0	5.316,3
CEMAT	236,5	1.480,4	1,9	508,1	1.990,4	2.065,9	3,8	2.069,7
CEMIG	23.941,1	0,0	29,0	11.545,7	11.574,6	28.777,1	3.870,5	32.647,5
CERJ	148,9	4.625,3	3,6	1.944,7	6.573,6	4.972,3	238,1	5.210,5
CESP	40.996,8	13.192,6	101,1	28.776,6	42.070,3	8.567,2	71.396,4	79.963,7
COELBA	148,9	8.059,2	34,4		8.093,6	7.227,2	0,0	7.227,2
COELCE		4.555,2	0,0		4.555,2	3.943,1	5,2	3.948,3
COPEL	11.528,2	0,0	0,0	4.345,0	4.345,0	11.956,2	2.926,5	14.882,7
CPEE	16,2		188,0		188,0	175,6		175,6
CPFL	580,1	10.117,8	0,0	5.378,6	15.496,4	15.034,2	100,7	15.134,9
ELETRONORTE	1.967,4	1.585,6		508,1	2.093,6	13.458,4	9.708,9	23.167,3
ELETROPAULO	2.873,3	33.384,4	0,0	19.245,7	52.630,1	51.344,0	0,0	51.344,0
ENERSUL	201,5	1.384,1	160,2	692,0	2.236,3	2.106,1	10,1	2.116,2
ESCELSA	954,8	2.628,0	0,0	1.690,7	4.318,7	4.545,9	188,7	4.734,5
LIGHT	3.460,2	11.773,4	0,0	7.910,3	19.683,7	20.125,8	7,3	20.133,1

Fonte: ELETROBRÁS - Comercialização de Suprimentos e Fornecimentos de Energia Elétrica no ano de 1995.

TABELA 10  
Energia Vendida Por Classe de Consumo  
1995

Empresa	Residencial			Comercial			Industrial			TOTAL DO FORNECIMENTO (*)		
	GWh	R\$ mil	Tar. Méd.	GWh	R\$ mil	Tar. Méd.	GWh	R\$ mil	Tar. Méd.	GWh	R\$ mil	Tar. Méd.
GERADORAS	0,0	0	0,00	0,0	0	0,00	6420,2	209.097	32,57	7.290,8	227.416	31,19
FURNAS	0,0	0	0,00	0,0	0	0,00	0,0	0	0,00	602,4	16.622	27,59
CHESF	0,0	0	0,00	0,0	0	0,00	6420,2	209.097	32,57	6.420,2	193.128	30,08
ELETROSUL	0,0	0	0,00	0,0	0	0,00	0,0	0	0,00	268,2	17.666	65,88
MISTAS	16.291,9	1.574.139	96,62	7.255,1	834.985	115,09	48599,3	2.343.894	48,23	82.927,8	4.807.057	57,97
CESP	2.192,7	228.351	104,14	731,9	89.706	122,57	4533,6	270.070	59,57	9.431,7	600.603	63,68
CEMIG	5.826,4	511.697	87,82	2.395,8	257.746	107,58	20685,7	985.157	47,63	32.113,0	1.721.983	53,62
CEEE	4.192,9	501.814	119,68	2.000,2	280.135	140,05	5623,3	439.446	78,15	14.700,1	1.146.190	77,97
COPEL	3.415,7	268.615	78,64	1.791,3	175.353	97,89	5215,5	299.534	57,43	12.700,6	896.354	70,58
ELETRONORTE	664,2	63.662	95,84	335,9	32.045	95,39	12541,1	349.687	27,88	13.982,5	441.927	31,61
DISTRIBUIDORAS	40.849,4	4.319.293	105,74	22.100,6	2.523.006	114,16	58998,1	3.888.382	65,91	141.695,7	9.955.421	70,26
CELESC	2.193,0	216.195	98,58	997,2	116.297	116,63	4127,1	317.673	76,97	8.820,9	589.878	66,87
CELG	1.678,2	175.323	104,47	695,2	89.278	128,42	1531,9	97.248	63,48	4.895,7	325.026	66,39
CELPE	1.957,7	176.451	90,13	986,4	103.532	104,95	1618,3	93.918	58,04	5.708,3	410.520	71,92
CERJ	2.126,6	221.790	104,29	898,8	104.643	116,43	1448,4	102.916	71,05	5.519,0	398.444	72,19
COELBA	2.463,2	224.477	91,13	1.345,0	158.210	117,63	2162,5	145.632	67,35	7.672,6	537.727	70,08
COELCE	1.321,7	128.272	97,05	678,0	83.042	122,48	1295,0	94.717	73,14	4.027,4	297.552	73,88
CPFL	4.535,9	506.303	111,62	1.938,5	233.834	120,63	6751,9	507.669	75,19	15.850,5	1.177.836	74,31
ELETROPAULO	14.171,6	1.550.268	109,39	8.142,3	920.156	113,01	27541,5	1.790.691	65,02	54.715,6	3.730.647	68,18
ESCELSA	1.085,3	108.345	99,83	603,1	63.010	104,48	2786,8	159.061	57,08	5.058,3	303.022	59,91
LIGHT	6.199,8	698.824	112,72	4.163,3	465.134	111,72	8238,4	465.848	56,55	21.145,1	1.532.507	72,48

Fonte: BNDES - Cadernos de Infra-Estrutura: Setor Elétrico.

TABELA 11  
Margem de Comercialização das Principais Empresas do SEB  
1995

Empresas	Tarifa de Suprimento (Em R\$)	Tarifa de Fornecimento (Em R\$)	Total de Energia		Margem de Comercialização	
			Comprada (Em MWh)	Vendida (Em MWh)	Unitária (Em R\$/MWh)	Ponderada (Em R\$/MWh)
CEB	31,66	83,29	2.592.960	2.527.928	51,63	52,96
CEEE	29,46	77,97	10.138.570	14.605.333	48,51	33,67
CELESC	27,53	66,87	8.514.682	8.171.677	39,34	40,99
CEMAT	36,39	80,40	1.990.400	2.069.657	44,01	42,32
CEMIG	19,30	53,62	11.574.649	32.647.530	34,32	12,17
CERJ	23,49	72,19	6.573.648	5.210.493	48,70	61,44
CESP	32,67	63,68	42.070.283	79.963.676	31,01	16,31
COPEL	23,03	70,58	4.344.960	14.882.705	47,55	13,88
ELETRONORTE	21,99	31,61	2.093.640	23.167.317	9,62	0,87
ENERSUL	48,80	76,81	2.236.293	2.116.168	28,01	29,60
ESCELSA	22,85	59,91	4.318.680	4.734.534	37,06	33,80
LIGHT	21,07	72,48	19.683.720	20.133.091	51,41	50,26

Fonte: BNDES - Cadernos de Infra-estrutura: Setor Elétrico.

Por um lado, nota-se que, para as companhias distribuidoras, a recuperação tarifária e o aumento expressivo do consumo de energia nos segmentos nos quais a margem de comercialização é mais elevada (residencial e comercial) vem permitindo um incremento da receita operacional líquida (ver tabela 12). Por outro lado, apesar de a comparação ser limitada devido à situação de cada uma das empresas, a redução dos custos operacionais não tem sido efetivamente alcançada. Entretanto, a exemplo das primeiras empresas distribuidoras privatizadas - ESCELSA, LIGHT e CERJ -, é praticamente certo que as próximas a serem privatizadas venham a promover importantes cortes nos seus gastos, em particular no que se refere aos custos com mão-de-obra. Ressalta-se ainda que, apesar de os dados não estarem disponíveis, muitas empresas começaram a promover, ao longo de 1996, cortes de custos administrativos e programas de incentivo à aposentadoria e/ou à demissão, que devem provocar importante redução de seus custos operacionais.

TABELA 12  
Indicadores Financeiros

(R\$ mil de 31/12/95)

EMPRESAS	Receita Operacional Líquida			Custo Operacional		
	1993	1995	D %	1993	1995	D %
FURNAS	2.835.410	2.758.457	-2,71	3.057.547	3.007.407	-1,64
ELETRONORTE	531.023	621.684	17,07	1.294.523	1.126.830	-12,95
ELETROSUL	982.030	828.865	-15,60	988.291	895.502	-9,39
CHESF	629.186	761.016	20,95	898.358	1.488.094	65,65
CEEE	811.296	1.081.374	33,29	1.149.293	1.047.063	-8,90
CELESC	461.756	582.704	26,19	462.869	573.482	23,90
CELG	196.791	304.334	54,65	293.212	353.063	20,41
CELPE	386.650	405.089	4,77	323.328	361.739	11,88
CEMIG	1.478.215	1.642.336	11,10	1.594.785	1.602.633	0,49
CERJ	285.313	405.765	42,22	368.090	479.270	30,20
CESP	2.747.711	2.947.596	7,27	2.905.898	2.712.906	-6,64
COELBA	463.515	526.572	13,60	505.610	552.367	9,25
COELCE	236.506	291.303	23,17	244.855	307.268	25,49
COPEL	687.519	909.137	32,23	676.780	853.599	26,13
CPFL	862.283	1.120.300	29,92	964.416	1.168.251	21,14
ELETROPAULO	3.110.069	3.606.136	15,95	3.166.655	3.969.281	25,35
ESCELSA	228.714	297.970	30,28	308.124	314.221	1,98
LIGHT	1.324.254	1.465.420	10,66	1.438.780	1.319.637	-8,28

Fonte: BNDES - Cadernos de Infra-estrutura: Setor Elétrico.



Do ponto de vista financeiro, as diferenças entre as empresas são ainda mais acentuadas. Como é de conhecimento geral, o problema do financiamento da expansão da indústria elétrica brasileira, não se deve só à necessidade de captação de recursos, mas também ao excessivo endividamento contratado no passado reduzir a capacidade suplementar de empréstimos. Mesmo sendo relevante, a dimensão setorial do endividamento deve ser analisada com prudência (ver tabela 13). A dívida das empresas concessionárias era de cerca de US\$ 22 bilhões em 1995. Esse tipo de análise, ainda que parcial devido ao número limitado de indicadores econômico-financeiros usados e às características da atividade e do mercado de cada empresa, revela que o problema financeiro e, em particular, o perfil de endividamento manifestam-se de maneira muito diferenciada. Algumas empresas apresentam um nível de endividamento com relação ao ativo total bastante elevado (ver tabela 14), dentre elas a CEAL, CERJ, CEEE, CELG, CESP e ENERSUL, todas apresentando um indicador de endividamento superior a um quarto dos seus ativos, situação esta que pode ter sofrido algumas alterações ao longo de 1996.

TABELA 13  
Empréstimos e Financiamentos

(Em R\$ mil de dez./95)

	CREDOR				TOTAL
	ELETOBRÁS	CONCESS.	INST. FINAN.	OUTRAS	
MOEDA NACIONAL					
ENCARGOS (CP)	91.149,7	149.501,9	43.311,8	166.397,2	450.360,6
PRINCIPAL TOTAL	3.899.525,1	262.034,5	3.140.263,4	3.361.212,0	10.663.035,0
PRINCIPAL (CP)	315.897,5	84.596,5	1.347.335,6	1.058.228,0	2.806.057,6
PRINCIPAL (LP)	3.583.627,6	177.438,0	1.792.927,8	2.302.984,0	7.856.977,4
TOTAL	3.990.674,8	411.536,4	3.183.575,3	3.527.609,2	11.113.395,6
MOEDA ESTRANGEIRA					
ENCARGOS (CP)	39.112,5	567,0	384.791,5	2.999,0	427.470,0
PRINCIPAL TOTAL	1.567.929,8	246.752,0	8.969.109,0	261.973,0	11.045.763,8
PRINCIPAL (CP)	339.264,1	65.636,0	1.046.481,0	24.500,0	1.475.881,1
PRINCIPAL (LP)	1.228.665,7	181.116,0	7.922.628,0	237.473,0	9.569.882,7
TOTAL	1.607.042,3	247.319,0	9.353.900,5	264.972,0	11.473.233,8
TOTAL GERAL	5.597.717,1	658.855,4	12.537.475,7	3.792.581,2	22.586.629,4

Fonte : ELETOBRÁS - DFNC.

TABELA 14  
Peso da Dívida no Ativo das Empresas

(Em R\$ de dez./95)

EMPRESA	DÍVIDA	ATIVO	DIV/ATIVO (%)
FURNAS (*)	1.394.341	26.981.776	5,17
ELETROSUL	1.084.228	7.439.916	14,57
CHESF	4.582.948	20.852.022	21,98
ELETRONORTE	1.541.029	21.127.165	7,29
LIGHT	569.792	7.937.616	7,18
CEAL	112.079	328.122	34,16
CEAM	6.820	319.372	2,14
CEB	24.717	536.412	4,61
CEEE	1.474.456	5.553.168	26,55
CELESC	72.786	1.700.166	4,28
CELG	732.748	2.501.525	29,29
CELPA	125.873	929.705	13,54
CELPE	29.357	839.692	3,50
CEMAR	80.995	693.420	11,68
CEMAT	103.705	924.563	11,22
CEMIG	756.375	11.534.399	6,56
CEPISA	24.061	256.455	9,38
CER	5.276	31.214	16,90
CERJ	190.313	605.562	31,43
CERON	61.967	304.976	20,32
CESP	6.232.776	23.610.250	26,40
COELBA	342.322	1.824.082	18,77
COELCE	107.212	657.751	16,30
COPEL	602.238	5.749.965	10,47
COSERN	58.128	338.576	17,17
CPFL	236.937	3.104.543	7,63
ELETROACRE	12.044	90.434	13,32
ELETROPAULO	1.728.657	12.516.969	13,81
ENERGIPE	19.052	159.377	11,95
ENERSUL	257.804	936.023	27,54
ESCELSA	1.501	900.634	0,17
SAELPA	14.092	239.899	5,87
TOTAL	22.586.629	156.524.821	14,43

Fonte: ELETROBRÁS - DFNC.

A dívida das empresas está repartida entre dívida das concessionárias com a ELETROBRÁS, dívida com instituições financeiras, dívida cruzada entre as próprias concessionárias e demais dívidas (ver tabela 15 e figura 5). As dívidas entre as concessionárias referem-se, em geral, à compra de energia das supridoras regionais pelas concessionárias distribuidoras. O problema do endividamento cruzado, apesar das medidas tomadas em 1993 (conhecidas como "encontro de contas"), que reduziram o nível de inadimplência, voltou a se manifestar, especialmente no caso das concessionárias paulistas, CESP e ELETROPAULO, e da CERJ, antes de sua privatização.

TABELA 15  
Composição da Dívida das Empresas Concessionárias

(Em R\$ mil de dez./95)

Empresa	Eletrobrás	Conces.	Inst. Financ.	Outras	TOTAL
Furnas	413.750	0	398.825	581.766	1.394.341
Eletrosul	303.472	0	686.073	94.683	1.084.228
Chesf	3.164.831	0	1.326.786	91.331	4.582.948
Eletronorte	227.547	0	1.253.886	59.596	1.541.029
Light	48.396	0	521.202	194	569.792
CEA	0	0	0	0	0
Ceal	38.084	0	14.633	59.361	112.079
CEAM	6.494	0	327	0	6.820
CEB	23.928	0	789	0	24.717
CEEE	213.539	44.565	885.336	331.016	1.474.456
Celesc	28.940	0	42.891	955	72.786
Celg	59.996	30.779	641.973		732.748
Celipa	15.942	0	62.786	47.145	125.873
Celpe	14.757	0	14.152	448	29.357
Cemar	41.394	15.426	17.700	6.475	80.995
Cemat	22.114	0	81.591	0	103.705
Cemig	319.206	0	336.137	101.032	756.375
Cepisa	13.927	0	9.938	196	24.061
CER	264	0	5.012	0	5.276
Cerj	9.570	112.596	4.886	63.261	190.313
Ceron	60.742	1.224	0	0	61.967
Cesp	204.626	144.949	4.457.925	1.425.276	6.232.776
Coelba	42.268	0	235.367	64.687	342.322
Coelce	22.122	0	46.262	38.828	107.212
Copel	86.902	0	515.336	0	602.238
Cosern	16.770	15.430	25.928	0	58.128
CPFL	82	0	90.900	145.955	236.937
Eletroacre	12.044	0	0	0	12.044
Eletropaulo	130.015	286.233	677.659	634.750	1.728.657
Energipe	1.356	0	17.696	0	19.052
Enersul	50.000	0	162.178	45.626	257.804
Escelsa	0	0	1.501	0	1.501
Saelpa	4.639	7.653	1.800	0	14.092
Total	5.597.717	658.855	12.537.476	3.792.581	22.586.629

Fonte: ELETROBRÁS - DFNC.

A composição das dívidas das concessionárias mostra que a ELETROACRE, CERON, CEB e CEAM possuem praticamente o total de sua dívida comprometido com a ELETROBRÁS (não há praticamente nenhuma dívida dessas empresas com outras concessionárias ou instituições financeiras). Esse contexto tem reforçado a função de agente financeiro da ELETROBRÁS que passou a exercer, na prática, influência muito maior na gestão econômico-financeira de várias concessionárias. Certamente, esse aspecto constitui o ponto mais importante da evolução recente da situação financeira das empresas do setor.

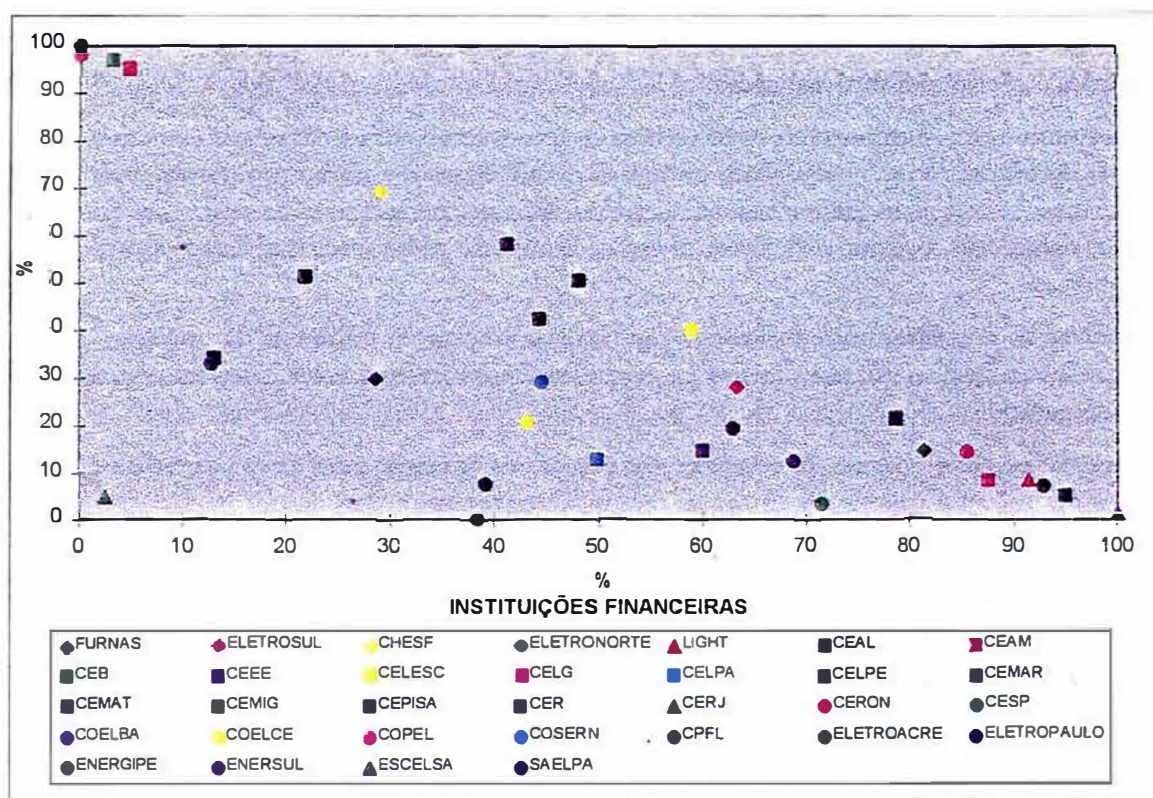
Essa influência é instrumentalizada pelo estabelecimento de contratos de gestão e pelo aumento da participação acionária da ELETROBRÁS no capital das concessionárias estaduais, como: CEMAT, ENERSUL, ENERGIPE, CEAL, COSERN, CERON e CEPISA. Esse último ponto é facilmente explicado: a impossibilidade de equacionar o problema financeiro levou à troca de parte da dívida das concessionárias por participação acionária da ELETROBRÁS.

No ano de 1996, essas operações, realizadas em conjunto com o BNDES, implicaram o aporte de recursos via aquisição, junto aos governos dos estados, de ações (ordinárias e/ou preferenciais) e debêntures conversíveis das concessionárias CEMAT, ENERSUL, ENERGIPE, CEAL, COSERN, CERON e CEPISA, num total de R\$ 153,1 milhões dos quais R\$ 111 milhões da ELETROBRÁS e R\$ 42,1 milhões da Reserva Global de Reversão.<sup>25</sup>

Essas operações envolvem a preparação das concessionárias, através do saneamento econômico-financeiro, para a privatização futura. Além disso, representam potencialmente um ganho financeiro para a própria ELETROBRÁS, uma vez que as ações dessas empresas sejam valorizadas no mercado, como já vem ocorrendo, por exemplo, com a CEMAT e ENERSUL, cujas ações foram valorizadas, respectivamente, 55% e 75%, entre outubro de 1996 e janeiro de 1997.

No caso da CERON, que possuía 98% do seu endividamento total comprometido com a *holding* do sistema, ou seja, o correspondente a R\$ 60,7 milhões (dez./95), a participação acionária da ELETROBRÁS passou de 1,7%, em setembro de 1994, para 49%, em dezembro de 1996. Também houve grande aumento da participação acionária da ELETROBRÁS na CEPISA (de 23,68% para 51,55%), COSERN (de 4,48% para 28,43%), ENERGIPE (de 6,34% para 34,55%) e ENERSUL (de 12,46% para 32,08%).

FIGURA 5  
Composição da Dívida das Concessionárias – Empréstimos e Financiamentos 1995



Fonte: ELETROBRÁS - DFNC.

<sup>25</sup> Fonte: ADF/ELETROBRÁS. Apesar de ter aportado também cerca de R\$ 90 milhões à COELBA, a ELETROBRÁS não participa da gestão da empresa, ao contrário do que ocorre com as demais distribuidoras com as quais foram firmados acordos com os respectivos governos estaduais para a execução de contratos de gestão. O objetivo no caso da COELBA foi a melhoria no perfil do endividamento, de modo a valorizar a empresa para privatização.

As empresas distribuidoras que possuem a maior parte do seu endividamento com instituições financeiras são: LIGHT, CEEE, CELESC, CELG, CELPA, CER, CESP, COELBA, COPEL, ENERGIPE e ESCELSA. Dentre essas empresas, as que apresentam maior percentual da dívida com instituições financeiras estão as recém-privatizadas ESCELSA e LIGHT, e também a ENERGIPE e a CER.

No que diz respeito às supridororas regionais do grupo ELETROBRÁS, a CHESF possui a maior parte do seu endividamento com a ELETROBRÁS (69% do total do seu endividamento), enquanto Furnas possui dívida onerosa referente a 19% do seu patrimônio líquido e a maior parte da mesma está vinculada às usinas nucleares. A ELETROSUL, ao final do exercício de 1995, possuía endividamento total de R\$ 1,4 bilhão, representando 24,5% do total do patrimônio líquido, sendo 63% da dívida total da empresa com instituições financeiras. A ELETRONORTE possuía uma dívida total de R\$ 2,6 bilhões, sendo 81% junto a instituições financeiras. É importante destacar que essas empresas, por serem subsidiárias da ELETROBRÁS, têm tido maiores possibilidades de acesso ao mercado de capitais.

Apesar do nível crítico de endividamento de algumas empresas, a inclusão das companhias elétricas no programa de privatizações vem despertando enorme interesse de investidores privados. Quanto ao setor elétrico, é importante avaliar dois vetores principais desse movimento, um ligado à esfera real e outro ligado à esfera financeira. Em primeiro lugar, dada a desaceleração do ritmo de crescimento da demanda nos países industrializados, o eixo de interesse dos produtores transnacionais de equipamentos elétricos foi redirecionado para os países em desenvolvimento que possuem mercados em expansão. Ademais, vale adicionar a este último argumento a estratégia de diversificação de algumas empresas elétricas, como no caso da EDF (França), ENDESA e IBERDOLA (Espanha), RWE (Alemanha) e diversas *utilities* americanas que, pelo mesmo motivo, tentam atuar em países com demanda elétrica em forte expansão.

Em segundo lugar, é importante ressaltar que os ativos totais dessas empresas, em países como o Brasil, são significativos, e a necessidade de investimentos futuros é muito alta. Assim, pelo lado da esfera financeira, o negócio da eletricidade desperta enormes perspectivas de operações que atraem os bancos comerciais, os bancos de investimentos, fundos de pensão etc. Esse interesse manifesta-se de três formas:

- a *operação de privatização*: os bancos que fazem a montagem financeira da operação de privatização podem auferir lucros consideráveis e existe forte concorrência entre eles para coordenar esse tipo de operação;
- a *participação no capital da empresa*: nesse caso, os investimentos de *portfolio* buscam uma grande valorização das ações num espaço de tempo relativamente curto; e
- a *diversificação ou expansão das atividades*: esse último aspecto abrange grupos industriais ou financeiros e as grandes empresas consumidoras de energia.

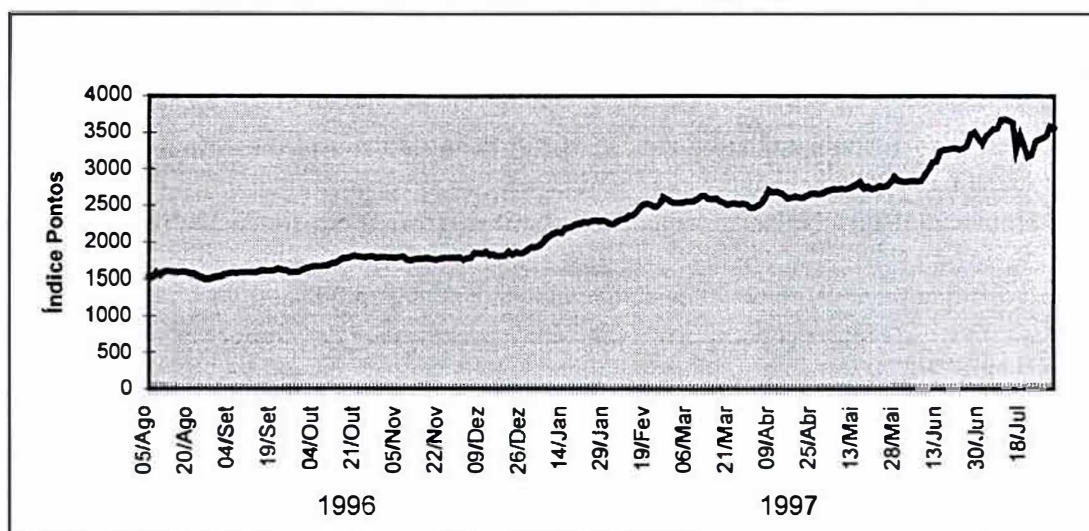
Ao contrário do que ocorre nos dois primeiros casos, em que o interesse dos grupos privados prioriza a rentabilidade econômico-financeira de curto prazo, esse último grupo de atores tende a entrar no setor elétrico com perspectivas de longo prazo e, por isso, pode contribuir de maneira efetiva para o financiamento dos investimentos necessários à expansão do setor.

No caso das companhias de distribuição, três aspectos básicos explicam a atratividade das empresas brasileiras: a atual margem de comercialização, que constitui enorme incitação à entrada de novos investidores, embora os investimentos estimados na recuperação das redes sejam importantes; o espaço para cortes de custos operacionais, em particular os custos operacionais e de pessoal; e o mercado brasileiro em forte expansão.

Apesar de o modelo setorial e o marco regulatório continuarem indefinidos, os editais das primeiras empresas privatizadas foram extremamente generosos com respeito às normas de regulação tarifária, permitindo que elas absorvam a totalidade dos ganhos de produtividade durante vários anos após sua venda.<sup>26</sup>

Em síntese, o processo de saneamento econômico-financeiro, embora estando ainda em curso e não tendo produzido os mesmos efeitos em todas as empresas, vem seguramente valorizando as empresas do setor e despertando o interesse dos investidores. Um indicador que pode ilustrar esse argumento é o índice setorial da BOVESPA, que revela um crescimento sustentado dos papéis dessas empresas negociados em bolsa (ver figura 6).

FIGURA 6  
Comportamento do Índice Setorial de Energia Elétrica - 1996/1997



Fonte: Gazeta Mercantil.

#### 4. POR QUE E COMO REFORMAR - A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

No pós-guerra, a indústria de suprimento de eletricidade (ISE) destacou-se como atividade econômica capaz de engendrar significativos ganhos de produtividade<sup>27</sup> que foram repassados para a sociedade. Por três décadas, a ISE evoluiu através de uma trajetória tecnológica virtuosa de custos reais decrescentes e continuada melhoria na qualidade dos seus serviços que permitiu a extensão das linhas de distribuição e colocou o suprimento elétrico ao alcance de parcelas crescentes das populações, com tarifas reais decrescentes. Essa dinâmica virtuosa criou a generalizada percepção de ser a ISE fonte indutora de progresso econômico e bem-estar social. Em meados da década de 70, surgiram os primeiros sinais de que essa trajetória tecnológica havia-se exaurido [Oliveira & Mackerron (1993)], iniciando-se um processo de deterioração do desempenho econômico das empresas elétricas, cujo impacto passou a ser percebido por governantes e consumidores.

As críticas ao desempenho da ISE brotaram, inicialmente, nos países industriais, tendo progressivamente se estendido aos países em desenvolvimento [Mason *et alii*, (1988)]. Desde então, a reforma da ISE vem sendo objeto de intenso debate, polarizado pela posição de radicais, que sugerem a neces-

<sup>26</sup> No caso da LIGHT, não obstante do sistema *price cap* (RPI-X), o fator X será igual a zero durante os primeiros oito anos.

<sup>27</sup> Segundo Rosemberg, a ISE caracterizou-se por ser uma das atividades com maiores ganhos de produtividade neste século [Rosemberg (1982)].

cidade de demolir os monólitos estatais, e saudosistas, que defendem a publicização das empresas estatais. Apesar dessa polarização, existe um ponto de consenso: a ISE necessita urgentemente recuperar seu papel de elemento-motor do processo de desenvolvimento econômico. Para tanto, é indispensável que seja colocada em nova trajetória de redução de custos e melhoria da qualidade dos seus serviços.

A reforma da ISE não é um fenômeno brasileiro; estima-se que pelo menos setenta países estejam correntemente promovendo reformas na sua ISE. Os Estados Unidos foram pioneiros na introdução de reformas, sendo a legislação PURPA apontada como o elemento detonador do processo [Navarro, (1995)]. De fato, a emergência de geradores independentes dispostos a oferecer eletricidade a preços inferiores aos praticados pelas concessionárias foi fator determinante na busca da introdução de mecanismos de concorrência em uma indústria até então considerada, consensualmente, um monopólio natural. Apoiados na experiência americana, os ingleses tentaram abrir seu mercado elétrico para novos geradores sem sucesso, devido à relutância de sua empresa estatal em aceitar a entrada de outros agentes no mercado.

Essa experiência frustrada induziu à radicalização, tendo sido completamente reconfigurada a organização da ISE naquele país para dar preeminência à concorrência na dinâmica industrial do sistema elétrico [Surrey (1996)]. Na América Latina, os chilenos foram os primeiros a reformar a sua ISE, antes mesmo dos ingleses, tendo optado por uma reforma gradual. Mais recentemente, a Argentina promoveu profunda reestruturação de seu mercado elétrico em molde similar ao dos ingleses. Nestes três últimos casos, a reforma comportou também a privatização de ativos estatais.

Este capítulo pretende contribuir para o debate sobre a reforma do setor elétrico brasileiro a partir do aprendizado das reformas nesses quatro países. Essas experiências parecem ser as mais relevantes para o caso brasileiro: a americana por tratar-se dos Estados Unidos, um país com características institucionais e territoriais similares à do Brasil, a inglesa pelo seu caráter radical e inovador, e as duas latino-americanas, pela similaridade do contexto econômico e social com nosso país.

## 4.1 Do Círculo Virtuoso ao Círculo Vicioso

Neste item, procuraremos analisar o processo que levou a ISE em todas as partes do mundo a passar para um círculo vicioso de deterioração de seu desempenho econômico depois de mover-se, por quase um século, em um círculo virtuoso de melhorias continuadas de seu desempenho.

### 4.1.1 As Ilhas Elétricas

A ISE nasceu no final do século XIX, como um empreendimento privado. Thomas Edison desenvolveu a primeira lâmpada incandescente prática e econômica. Além disso, projetou, construiu, financiou e operou o primeiro sistema elétrico de geração e distribuição, tendo participado ativamente do desenvolvimento da eletrificação das estradas de ferro.

Nos primórdios da ISE, debateu-se intensamente a melhor alternativa para sua estruturação. Alguns, como Edison, advogavam a geração em plantas de pequeno porte que se destinariam a atender a cada mercado localmente; outros, como Westinghouse, propunham a construção de centrais de grande porte e o transporte da energia gerada até os mercados locais, utilizando redes de distribuição [Islas Samperio (1995)]. A proposta da centralização da geração trazia implícita a hipótese de que os benefícios decorrentes da ampliação da escala na geração seriam superiores aos inexoráveis incre-

mentos nos custos de transporte. O ponto central desse debate era qual o padrão tecnológico a ser adotado pela indústria: corrente contínua ou corrente alternada?<sup>28</sup>

Naquela época, o transporte de eletricidade era feito em baixa voltagem, provocando elevadas perdas de energia, devido ao efeito *joule*. Conseqüentemente, o custo do transporte crescia rapidamente com a distância, ficando limitada à área geográfica que podia ser coberta economicamente pelos geradores de eletricidade. A utilização da corrente alternada oferecia a oportunidade tecnológica de elevação na tensão utilizada nas linhas de distribuição, reduzindo-se, em conseqüência, as perdas de energia no transporte. Dessa forma, seria ampliada a área geográfica passível de ser coberta pelos geradores de eletricidade, permitindo a rápida expansão do número de consumidores, o que provocaria o incremento da demanda e abriria novas oportunidades de exploração de economias de escala na geração.

No início deste século, a corrente alternada consolidou-se como padrão tecnológico da ISE. A elevação da tensão nas linhas de distribuição, em corrente alternada,<sup>29</sup> permitiu reduzir significativamente os custos de transporte, abrindo-se muitas oportunidades para substanciais melhorias de eficiência econômica na ISE. Do ângulo da demanda, a multiplicação de consumidores provocou a elevação do fator de carga<sup>30</sup> das instalações, devido à existência de economias estocásticas associadas ao fornecimento a um grande número de consumidores.<sup>31</sup> Esse fenômeno permitiu não somente a redução de investimentos para atender a uma dada zona geográfica,<sup>32</sup> como também a utilização mais intensiva da capacidade instalada. Do ângulo da oferta, a substituição dos dínamos pelas turbinas a vapor e inovações na área de caldeiraria abriram caminho para a elevação da temperatura e da pressão de vapor utilizadas nas turbinas. Essas inovações viabilizaram tanto a ampliação da escala quanto a melhoria do rendimento térmico das centrais,<sup>33</sup> reduzindo custos fixos e custos variáveis na geração.

Esta trajetória tecnológica acabou determinando a forma de organização da ISE: concentração da geração, para aproveitar as oportunidades de economia de escala, e a verticalização das atividades de geração e transporte, para evitar comportamentos oportunistas seja do proprietário da rede de transporte, seja do gerador, já que se tratavam ambos de ativos específicos. O rápido crescimento do consumo de eletricidade<sup>34</sup> provocou o aparecimento de várias companhias elétricas privadas que de-

<sup>28</sup> Essas alternativas estavam associadas aos interesses de duas empresas: General Electric e Westinghouse. No Brasil, a dificuldade em determinar qual opção tecnológica melhor se adaptava à realidade brasileira levou Bernardo Mascarenhas a construir sua planta em Juiz de Fora, com capacidade para atender a consumos tanto em corrente alternada quanto em corrente contínua.

<sup>29</sup> Entre 1900 e 1930, a tensão nas linhas de transmissão saltou de 60 KV para 150 KV.

<sup>30</sup> Quociente entre o número de horas de utilização da capacidade instalada e o número total de horas no ano.

<sup>31</sup> Como os consumidores têm hábitos de consumo diferenciados, não há simultaneidade na utilização dos equipamentos elétricos. Conseqüentemente, o mesmo equipamento pode ser utilizado para atender a consumidores distintos.

<sup>32</sup> A capacidade de geração de um sistema de potência deve ser desenhada para atender à demanda máxima (pico).

<sup>33</sup> Em 1911, a temperatura e a pressão máximas eram respectivamente 275°C e 13 bars, permitindo um rendimento térmico de 10%; na década dos 30, o rendimento havia triplicado graças à elevação da temperatura para 500°C e da pressão para 100 bars [Islas Samperio, (1995)].

<sup>34</sup> A eletricidade surgiu como um produto de luxo, com um mercado limitado aos grupos sociais de alta renda. Na medida em que os custos elétricos foram declinando, ampliou-se o acesso a todas as camadas da população e emergiram novos usos. Essa dinâmica induziu o rápido crescimento do consumo de eletricidade no século XX.

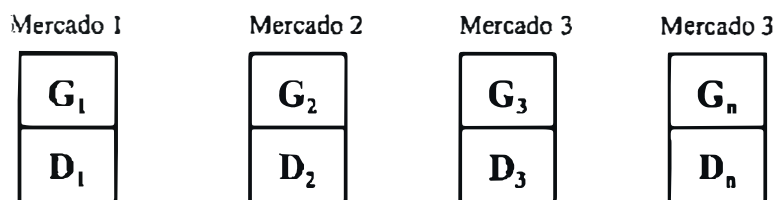


tinham o monopólio do abastecimento.<sup>35</sup> Essa configuração reproduziu-se em todas as partes do mundo, e, no caso dos países em desenvolvimento, essas companhias eram quase sempre empresas estrangeiras.

A diversidade das características, aliada à falta de padrões tecnológicos, determinou uma forte disparidade no desempenho econômico das companhias elétricas. As companhias que se instalaram em mercados dinâmicos foram capazes de reduzir custos e melhorar seus serviços, atuando como fator adicional de dinamização do crescimento econômico dessas regiões. Por sua vez, as companhias que iniciaram suas atividades em municípios onde a expansão do consumo era limitada, tiveram dificuldades em reduzir seus custos e melhorar a qualidade de seus serviços.

Esse processo levou ao desenvolvimento de um sistema que pode ser descrito como um arquipélago de ilhas elétricas, atendidas por monopólios locais (ver figura 7). Este sistema se caracterizava por substanciais diferenças entre as ilhas tanto no que concerne à qualidade do serviço prestado pelas concessionárias, quanto ao nível tarifário por elas praticado. Obviamente, essa diversidade de situações gerava insatisfações entre os consumidores das regiões com tarifas elevadas e má qualidade de serviços. Essa insatisfação está na base do movimento que levou ao surgimento das comissões públicas estaduais para fiscalizar a atuação das companhias elétricas nos EUA e à crescente interferência dos governos na vida da ISE no resto do mundo [Kahn (1988)].

FIGURA 7  
Arquipélago de Ilhas Elétricas

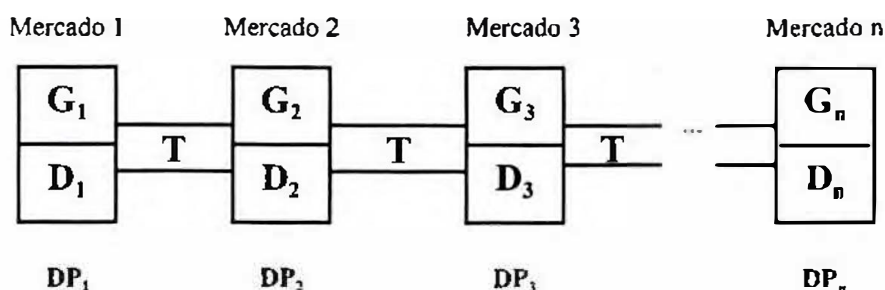


#### 4.1.2 O Mercado Nacional Interconectado

Como apontamos anteriormente, a consolidação da corrente alternada como padrão tecnológico da ISE deu origem a uma trajetória tecnológica que oferecia significativas oportunidades de economias de escala e escopo. Era condição necessária para a exploração dessas oportunidades a rápida expansão da demanda e esta, por sua vez, dependia essencialmente do incremento do número de consumidores. À medida que os mercados locais foram sendo ocupados, a exploração de novas oportunidades de melhoria da eficiência econômica ficou condicionada à interconexão das ilhas elétricas com linhas de transmissão (T) (ver figura 8).

<sup>35</sup> As poucas tentativas de convivência de mais de uma empresa, com redes de transporte distintas, para atender o mesmo mercado consumidor foram rapidamente abandonadas. Recentemente, os defensores de estrutura industrial orientada para a concorrência no mercado elétrico têm sugerido que o insucesso do passado se deveu a razões de ordem essencialmente políticas [Bradley Jr. (1996)].

FIGURA 8  
Mercado Interconectado



DP = Demanda de Pico  
 $DP_{\text{conectado}} < \sum DP_i$

Nesse contexto, a conquista de mercados de outras companhias passou a ser essencial para dar continuidade à exploração das oportunidades de melhoria da eficiência econômica inscritas na trajetória tecnológica da ISE. Havia, contudo, uma enorme barreira econômica a vencer: os elevados custos irrecuperáveis da rede de transporte.

Essa barreira tornava muito arriscada e custosa a batalha pelo mercado de empresas estabelecidas em outros mercados. A cooperação, *não a concorrência* (!), entre as companhias elétricas, visando a partilhar as redes de transporte existentes, era a estratégia empresarial mais adequada para ampliação dos negócios. Contudo, o estabelecimento de relações contratuais entre empresas distintas não era fácil de implementar. Os sistemas elétricos exigem a manutenção permanente do equilíbrio elétrico em todos os pontos do sistema e toda atuação de um dos participantes do sistema afeta todos os demais. Essa particularidade exige a adoção de padrões técnicos comuns e regras acordadas de repartição de custos e benefícios. Torna-se também necessário o monitoramento contínuo dos efeitos da atuação de cada uma das empresas para evitar comportamentos oportunistas dos participantes da rede, emergindo, em consequência, significativos custos de transação. Essas características tornavam a fusão das empresas elétricas a forma mais atraente para a interconexão das ilhas elétricas.

Essa alternativa enfrentava duas dificuldades: uma de ordem operativa e outra de ordem política. Do ponto de vista operativo, não era simples a estruturação de acordos entre acionistas que viabilizassem o processo de fusão de empresas; do ponto de vista político, era malvista a formação de grandes monopólios que controlariam as condições de abastecimento desse insumo econômico essencial; do ponto de vista microeconômico, era necessário superar a legislação antitruste. Com o objetivo de disciplinar esse processo, o Congresso Americano, ainda na década de 30, promulgou legislação específica – Public Utility Holding Company Act (PUHCA) – que não apenas estabeleceu os limites para o processo de fusão das empresas elétricas, como também estabeleceu as normas que passariam a governar os grandes monopólios privados que inevitavelmente emergiriam desse processo [Joskow & Schmalensee (1985)].

Dentro desse espírito, a legislação garantiu o poder de monopólio das concessionárias de energia elétrica, porém limitou a área geográfica de atuação e instituiu mecanismos regulatórios que evitavam o uso do poder de monopólio em detrimento dos consumidores. Para aplicar a legislação, foram delegados poderes aos reguladores estaduais (Public Utility Commission – PUC), que passaram a monitorar boa parte das decisões da ISE, principalmente no que se refere ao capítulo tarifário e aos planos de expansão da capacidade de oferta. Essa formulação engenhosa, se por um lado introduziu

fortes limitações à atuação dos agentes, por outro lado permitiu aos americanos manter a ISE sendo operada por capitais privados, ainda que sob permanente e forte escrutínio público. É importante notar, também, que, ao consolidar em lei o quadro institucional da nova ISE emergente, os americanos reduziram fortemente as incertezas de sua trajetória tecnológica, criando a base institucional necessária para que as companhias elétricas pudessem explorar plenamente as oportunidades oferecidas pela trajetória tecnológica, através da operação coordenada dos sistemas interconectados.

Na Europa, as dificuldades encontradas para conciliar interesses privados distintos e a instabilidade política acabaram postergando a reorganização da ISE. Contudo, terminada a Segunda Guerra, a necessidade de reconstrução rápida da infra-estrutura destruída pelos combates e o desejo político de reforçar a coesão do espaço geográfico nacional induziram o Estado a assumir o processo de reorganização da ISE [Oliveira (1993)].

A França (1946) e Inglaterra (1947) estatizaram as companhias de eletricidade, criando monopólios estatais (a EDF e a CEGB, respectivamente) que estruturaram os mercados elétricos desses países nas décadas subseqüentes. Outros países europeus preferiram manter a estrutura industrial existente, porém, nesses casos, a intervenção do Estado na gestão da ISE foi crescente.

É importante notar que, apesar da diferença na propriedade (estatal ou privada), o modo de organização da ISE não apresentava, na prática, diferença substancial nos dois lados do Atlântico: grandes monopólios verticalizados, operando sob supervisão do Estado. A adoção de um sistema tarifário determinado pelo custo do serviço<sup>36</sup> tornou-se peça central desse arcabouço institucional.

Paulatinamente, e com o apoio técnico e financeiro dos organismos multilaterais de crédito [Collier (1984)], os países em desenvolvimento, como o Brasil, foram seguindo caminho similar ao dos países industrializados. Nesses países, por sugestão dos organismos internacionais de crédito, a opção foi quase sempre pela estatização da ISE.

#### 4.1.3 Benefícios da Centralização/Concentração

No pós-guerra, a exploração de economias de escala e de escopo latentes foi a forma dominante de progresso técnico da ISE. A interconexão de mercados oferecia enormes benefícios econômicos, tais como: redução da demanda de pico agregada do sistema, já que não havia coincidência das demandas de pico de companhias distintas; dessa forma, reduziam-se os investimentos necessários para atender a demanda agregada (ver figura 8); redução nos custos de construção das centrais, fruto de economias de escala viabilizadas pela expansão do mercado; redução dos custos operacionais, tanto pela maior eficiência no consumo de combustível nas centrais de maior escala quanto pela otimização do despacho, que permitia minimizar o uso de combustíveis, tirando proveito da diversidade tecnológica das centrais; sensível melhoria na qualidade do serviço, dado que a existência de diversas alternativas de suprimento da rede, nos casos de falha de uma central de geração, aumentava a confiabilidade e a estabilidade do sistema; e uniformização de normas técnicas, com substanciais economias de escala na produção dos equipamentos elétricos.<sup>37</sup>

A contrapartida desses benefícios era tanto o crescimento dos investimentos unitários<sup>38</sup> quanto o tempo de maturação dos projetos. Essas circunstâncias aumentavam a incerteza quanto ao compor-

<sup>36</sup> A tarifa pelo custo do serviço garante ao monopolista o ressarcimento de seus custos mais uma remuneração garantida para seus investimentos.

<sup>37</sup> É importante notar que o uso de padrões diferentes era um obstáculo significativo à produção de massa de equipamentos elétricos [Chandler (1962)].

<sup>38</sup> Assim, 70% das novas unidades a vapor/combustível fóssil em 1948, nos Estados Unidos, tinham capacidade abaixo de 50 MW, enquanto 66% das unidades que entraram em operação em 1977 apresentavam uma capacidade média acima de 500 MW [Joskow & Schmalensee (1985)].

tamento da demanda, que necessitava ser antecipada para um período cada vez mais distante no tempo para viabilizar projetos de larga escala, assim como os riscos associados à exploração das fronteiras de escala.

O enfrentamento desses riscos e incertezas exigia mecanismos de coordenação das expectativas de longo prazo, visando a minimizar os custos de financiamento dos projetos, emergindo o monopólio como forma institucional de defesa contra possíveis reveses futuros, e a tarifa pelo custo do serviço, como garantia à margem de lucro em qualquer circunstância futura.

Assim, a adoção da estrutura monopolista para o mercado elétrico teve papel crucial na forte expansão da ISE no pós-guerra, pois não somente possibilitou a melhoria da eficiência econômica, como também permitiu a concentração e a centralização de capitais fundamentais para que a ISE pudesse explorar as oportunidades de economias de escala e de escopo abertas pela interconexão de mercados. A centralização viabilizou a coordenação tanto da operação do parque instalado quanto do planejamento da sua expansão, reduzindo custos operacionais e custos de investimento.<sup>39</sup> A concentração reduziu riscos agregados e permitiu a organização de fluxos financeiros significativos para a ISE. Esses dois elementos foram fundamentais para a rápida ampliação da escala das centrais de geração e das redes de transporte. O corolário desse processo era a redução das tarifas reais de eletricidade e a melhoria da qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias.

Os trinta anos que se seguiram ao final da Segunda Guerra podem ser considerados os anos dourados da ISE [Oliveira (1991)].

Do ângulo da oferta, a remoção das restrições técnicas e institucionais que impediam a plena exploração das oportunidades de economias de escala e de escopo oferecidas pelo padrão tecnológico da corrente alternada promoveu a continuada redução de custos e a melhoria da qualidade do serviço.<sup>40</sup>

Do ângulo da demanda, a integração de mercados, em um contexto de crescimento econômico sustentado, provocava um forte incremento da demanda, abrindo novas oportunidades para economias de escala e de escopo. Paralelamente, a melhoria na qualidade do serviço e a redução nas tarifas reais levavam os industriais a paulatinamente abandonarem a autoprodução para se abastecerem nas concessionárias de energia elétrica.

Armou-se, assim, um círculo virtuoso em que a interconexão permitia reduzir custos e melhorar a qualidade do serviço. Menores tarifas e melhores serviços induziam o rápido crescimento do consumo que, por sua vez, abria oportunidades para uma nova onda de economias de escala e de escopo. A concentração e a centralização eram elementos-chave nesse círculo virtuoso e, embora a propriedade pública não fosse essencial, ela facilitava o desenvolvimento do processo.<sup>41</sup> Esse círculo virtuoso induziu a rápida expansão da rede de eletricidade que foi, paulatinamente, cobrindo áreas urbanas e rurais, universalizando o acesso à eletricidade e abrindo oportunidades de incremento da produtividade e de melhoria da qualidade de vida para todos.

As políticas governamentais procuravam induzir as companhias elétricas a adotar políticas tarifárias nas quais subsídios cruzados facilitassem o acesso das regiões mais pobres e dos grupos sociais de menor poder aquisitivo à eletricidade, visando a aumentar a coesão social e regional. Dessa forma,

---

<sup>39</sup> Vale lembrar que, nesse período, o planejamento do setor elétrico da expansão partia de uma previsão dada de demanda e dos custos estimados para cada tipo de central para determinar o parque otimizado de geração, utilizando uma taxa de desconto aceita pelo poder concedente.

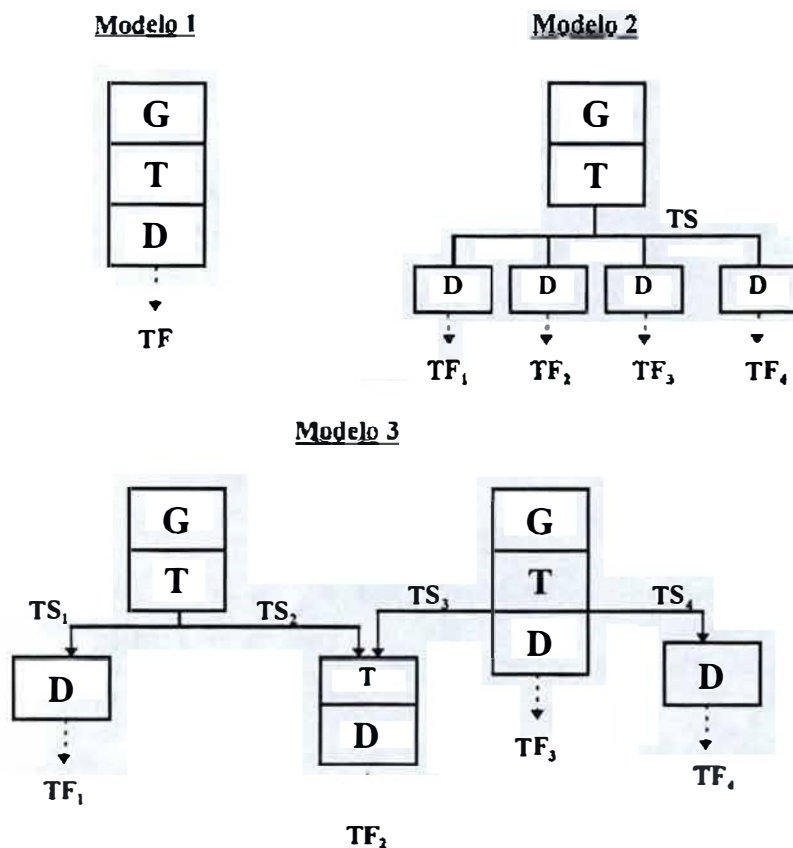
<sup>40</sup> Essa redução de custos foi facilitada pela queda no preço dos combustíveis fósseis e pela disponibilidade de créditos oferecidos às companhias elétricas, seja pelos governos, seja pelos organismos multilaterais de crédito.

<sup>41</sup> A necessidade de articular interesses conflituosos de regiões e grupos sociais tornava mais complexa a negociação entre companhias privadas. A bifacialidade das empresas estatais (reunindo Estado e mercado) facilitava muito as negociações [Alveal (1994)].

os benefícios econômicos da eletricidade foram-se difundindo por toda a sociedade, generalizando-se a percepção de que a ISE era fonte de desenvolvimento econômico e social. Essa percepção está na base da arraigada concepção, entre os teóricos do desenvolvimento econômico, de que os investimentos em infra-estrutura elétrica devem antecipar-se à demanda, funcionando como elemento estruturador e mobilizador do mercado potencial.

A organização industrial da ISE, sob forma de monopólio verticalizado que paulatinamente ia integrando mercados regionais visando à estruturação de um mercado elétrico nacional interconectado, era percebida positivamente por governos e consumidores. O monopólio originava substanciais ganhos de eficiência econômica que eram em grande parte repassados para os consumidores, seja pelo controle exercido pelos organismos reguladores, seja pela atuação das empresas estatais. As economias de escala e de escopo inscritas na trajetória tecnológica fortaleciam a configuração institucional, consolidando-se a concepção de monopólio nacional verticalizado como a forma mais adequada para organizar a ISE.<sup>42</sup> No início da década de 70, era possível identificar três tipos de estruturas dos sistemas elétricos (ver figura 9).

FIGURA 9  
Tipos de Estrutura



TS = Tarifa de Suprimento  
TF = Tarifa de Fornecimento

<sup>42</sup> É importante lembrar que a seleção de inovações não é fruto exclusivo das informações e sinais que vêm do mercado e dos centros de pesquisa e desenvolvimento. A seleção é também fortemente influenciada pelo ambiente institucional que governa as indústrias [Nelson & Winter (1982)].

Na primeira delas, uma única companhia encarrega-se de todas as atividades da ISE (geração, transmissão e distribuição); este modelo foi adotado pela França, tendo viabilizado a sistemática de tarifas nacionais uniformes. A segunda centraliza as operações de geração e transmissão em uma única companhia, porém regionaliza a distribuição; este modelo foi adotado pela Inglaterra, permitindo adotar uma tarifa de suprimento<sup>43</sup> uniforme com tarifas regionais ligeiramente diferenciadas<sup>44</sup> em função de custos distintos de distribuição. A terceira combina os dois primeiros modelos, convivendo companhias totalmente verticalizadas com outras especializadas na geração/transmissão ou na distribuição; este modelo foi adotado por países como o Brasil e os Estados Unidos, que têm geografia continental, com a vantagem de permitir adequar as condições de suprimento elétrico à diversidade regional. Apesar das diferenças, os três modelos mantinham uma forte característica comum: a centralização das atividades de operação e planejamento da expansão. Essa característica induzia a ISE a paulatinamente convergir para o primeiro modelo.<sup>45</sup>

#### 4.1.4 A Crise e seu Diagnóstico

Em meados da década de 70, emergiram os primeiros sinais de que a época de ouro do setor elétrico havia chegado ao fim. O desempenho econômico e financeiro das concessionárias começou a se deteriorar e, pouco a pouco, foi ficando claro que o círculo virtuoso que permitira a longa expansão dos sistemas elétricos com sensíveis reduções de custos e melhorias na qualidade do serviço havia-se rompido. As oportunidades de exploração de economias de escala e de escopo abertas pela interconexão de mercados, pelo menos no caso dos países industrializados, haviam-se esgotado. O círculo virtuoso havia sido substituído por um *círculo vicioso* de custos e tarifas crescentes, forte redução no ritmo de expansão do consumo e deterioração do desempenho econômico [Oliveira (1992)].

Os primeiros sinais dessa nova dinâmica surgiram do ângulo da oferta. A crise do petróleo reverteu a longa tendência de baixa nos preços dos combustíveis, induzindo aumentos substanciais nos custos operacionais das companhias elétricas. A crise do petróleo provocou também o aumento dos preços dos equipamentos elétricos e dos custos de construção, elevando os custos de investimento. Pouco mais tarde, a adoção de políticas monetárias rígidas nos países industrializados elevou as taxas de juros para patamares elevadíssimos, aumentando brutalmente os custos financeiros das companhias elétricas,<sup>46</sup> especialmente no caso daquelas que se endividaram para ajustar suas estratégias ao novo contexto criado pela crise do petróleo. Por sua vez, a energia nuclear, tecnologia longamente preparada para substituir os combustíveis fósseis, mostrou não reunir ainda as condições necessárias para substituí-los como núcleo central da geração de eletricidade.<sup>47</sup>

<sup>43</sup> Tarifa em que a eletricidade é vendida aos distribuidores.

<sup>44</sup> Os custos de distribuição raramente ultrapassam 30% do custo total da cadeia de produção de eletricidade. Sendo assim, diferenças de custo de distribuição na faixa de 10% devem produzir diferenças tarifárias para o consumidor final que não podem estar acima de 3%.

<sup>45</sup> No caso brasileiro, a adoção da tarifa unificada em todo o território nacional na década dos 70 e a centralização do processo decisório na ELETROBRÁS fizeram com que, na prática, o sistema elétrico passasse a operar como o primeiro modelo.

<sup>46</sup> Por serem projetos com prazos longos de maturação, os projetos elétricos foram particularmente penalizados por essa variável.

<sup>47</sup> Durante todo o pós-guerra, a energia nuclear consumiu a maior parcela dos gastos governamentais de pesquisa e desenvolvimento. No final da década dos 60, tradicionais fornecedores de equipamentos elétricos, como a Westinghouse, anunciavam estar a tecnologia nuclear madura para uso comercial e a ofereciam às concessionárias centrais com baixo custo de investimento. Em pouco tempo, ficou claro, contudo, que o otimismo da Westinghouse não se justificava. Os problemas tecnológicos não estavam plenamente equa-

Mais recentemente, essas pressões de custos diminuíram: o preço do petróleo em termos reais voltou para o nível da década de 70; estabilizaram-se os preços dos equipamentos e dos custos de construção; reduziram-se as taxas de juros. Contudo, subsistem fortes incertezas quanto ao preço dos combustíveis a médio e longo prazos e cresceu a preocupação com a mitigação dos impactos ambientais da ISE, sendo as companhias elétricas obrigadas a crescentemente internalizar custos ambientais usualmente repassados para a sociedade.<sup>48</sup> Mais ainda, desapareceram as condições favoráveis de financiamento para as empresas elétricas do pós-guerra: os governos não mais dispõem de fluxo fiscal suficiente para oferecer crédito barato na medida das necessidades dos planos de expansão e os organismos multilaterais de crédito mudaram radicalmente sua política de financiamento para a ISE [World Bank (1993)]. Nessas condições, as concessionárias são constrangidas a buscar financiamento no mercado de capitais a custos muito superiores aos históricos, e no caso dos países em desenvolvimento o fluxo de recursos para novos projetos praticamente estancou. Assim, novos elementos continuam pressionando para cima os custos das companhias de eletricidade.

Do ângulo da demanda, houve sensível redução nas taxas de crescimento do consumo, a partir de meados da década de 70. Essa mudança é muito mais evidente no caso dos países industrializados, onde o consumo costumava dobrar a cada dez anos, durante os anos dourados. Hoje, o consumo de eletricidade nesses países vem crescendo a menos de 2% ao ano. Diversos fatores estão atuando para essa nova dinâmica:

- fim do período de reconstrução;
- estabilidade da demografia;
- redução no ritmo de crescimento industrial;
- saturação nos níveis de posse de equipamentos elétricos;
- deslocamento das atividades industriais eletrointensivas para as regiões em desenvolvimento;
- implementação de políticas de conservação de energia; e
- renascimento da co-geração de energia nas plantas industriais.

No caso do Brasil, também houve substancial redução no ritmo de crescimento do consumo na década de 80, mas isso se deveu principalmente à crise econômica. A expectativa é que o ritmo de expansão do consumo arrefeça em relação ao pós-guerra, devendo permanecer, porém, em patamar mais elevado (5-6% ao ano) que o dos países industrializados.

Também, começou a ficar evidente que se estavam esgotando as oportunidades de economias de escala e de escopo presentes na trajetória tecnológica do pós-guerra. A interconexão dos mercados nacionais estava-se completando e as tentativas de dar continuidade ao processo de *scale up* das centrais produziram elevação nos custos (operacionais e de investimento), emergindo ainda problemas de confiabilidade nas centrais [EIA (1993)]. Além das barreiras tecnológicas, as grandes centrais passaram a ter de enfrentar regulamentos ambientais que limitam fortemente o nível de emissões [Joskow & Schmalense (1985)].

---

cionados (não se dispõe, até o momento, de solução adequada para o problema dos materiais irradiados); tampouco a viabilidade econômica estava garantida [Bupp & Derian (1981)].

<sup>48</sup> Este é em um bom exemplo da importância de mecanismos regulatórios na seleção de trajetórias tecnológicas. A pressão dos regulamentos ambientais tem sido a principal dificuldade encontrada pela tecnologia nuclear para consolidar-se como fonte alternativa de energia.

Na ausência de oportunidades de inovação tecnológica que permitissem contrarrestar a elevação nos custos, as concessionárias foram compelidas a aumentar suas tarifas. Estruturou-se, então, um círculo vicioso:

- a pressão de custos induzia à elevação tarifária<sup>49</sup> que promovia a conservação de energia e a co-geração, diminuindo o ritmo de expansão da demanda;
- como as concessionárias haviam planejado sua expansão da capacidade de oferta baseadas no ritmo histórico de crescimento da demanda, as novas centrais entravam em operação sem que encontrassem consumo para sua eletricidade; e
- essa capacidade ociosa pressionava os custos, fechando o círculo vicioso.

Inicialmente, governos e consumidores receberam com resignação os aumentos tarifários: eles eram justificados pelo incremento de custos provocado pela crise do petróleo. Contudo, à medida que os pedidos de aumento se sucediam, uma nova percepção começou a emergir entre os agentes econômicos: *as concessionárias estavam acomodadas à sua situação de monopolistas*, limitando-se a repassar para seus consumidores os aumentos de custos, nem todos eles justificáveis. Em situação competitiva, as concessionárias seriam condenadas a absorver seus erros de planejamento como prejuízos. Contudo, em regime de monopólio regulado pelo custo de serviço, a remuneração dos investimentos das concessionárias estava garantida, explicando-se a desatenção delas para com seus custos.

A regulamentação que havia sido concebida para superar as imperfeições do mercado elétrico passou a ser apontada como a origem da má alocação de recursos na ISE:

- a remuneração garantida induzia o sobreinvestimento e a escolha de tecnologias capital-intensivas [Averch & Johnson (1962)], provocando a ineficiência alocativa de recursos escassos;
- os reguladores, seja pela assimetria de informações, seja pela origem de seu pessoal técnico, haviam sido capturados pelas concessionárias, não mais sendo capazes de controlar os seus custos [Becker (1983)]. Aos poucos, foi sendo minada a percepção longamente construída de que a ISE era fonte de desenvolvimento econômico, sendo as concessionárias apontadas como meras repassadoras de suas ineficiências para os consumidores e os reguladores como agentes incapazes de garantir o ótimo coletivo. Esse diagnóstico da crise indicava estar a estrutura industrial monopolista e estatizada na origem do mau desempenho econômico da ISE, emergindo a proposta da sua desregulamentação e da introdução da concorrência como alternativa para sua organização industrial.

## 4.2 Experiências de Reestruturação do Setor Elétrico<sup>50</sup>

Como dito anteriormente, os primeiros movimentos de reforma na organização industrial da ISE surgiram nos Estados Unidos, em meados da década de 70. As preocupações com o esgotamento dos combustíveis fósseis e com os impactos ambientais das cadeias energéticas levaram os americanos a incentivarem a co-geração de energia e o uso de fontes alternativas e renováveis de energia através de legislação específica (PURPA).<sup>51</sup>

O relativo sucesso desse movimento levou os ingleses, no final da década de 80, a uma reforma radical da sua ISE [Surrey (1996)].

<sup>49</sup> Nos países em desenvolvimento, onde houve maior resistência aos aumentos tarifários, quase sempre ocorreu uma sensível deterioração na qualidade do serviço [Oliveira (1992)]. Também nesses casos houve um impacto negativo sobre a expansão do consumo.

<sup>50</sup> Os estudos de caso – Estados Unidos, Inglaterra, Chile e Argentina – estão no anexo 3.

<sup>51</sup> Sobre esse assunto, consultar Cudahy (1995).



A reorganização industrial promovida pelos ingleses contemplou, ao mesmo tempo, desverticalização, desconcentração industrial, introdução da concorrência, inovações no regime tarifário, criação de um mercado *spot* para a energia elétrica, estruturação de uma sistemática de contratos, estabelecimento de um novo regime regulatório e privatização de ativos estatais.

Recebida com inicial ceticismo – sugeriu-se inclusive que ela inviabilizaria a operação do sistema elétrico –,<sup>52</sup> a reforma inglesa mostrou-se capaz de alterar a trajetória de custos crescentes da ISE. Desde então, o movimento de reforma da ISE foi fortemente impulsionado em todo o mundo.

As reformas têm buscado reestruturar a ISE de modo a permitir a introdução de pressões competitivas e a diminuir o grau de intervenção dos governos na dinâmica do mercado elétrico.

Para o atendimento desses objetivos, sugere-se que: capitais privados substituam o Estado na gestão da ISE; as empresas elétricas sejam desverticalizadas, para viabilizar a concorrência no suprimento de seus serviços; o órgão regulador passe a atuar como interface entre o governo e os agentes e o mercado elétrico, e, também, como responsável pela arbitragem de eventuais conflitos de interesses entre esses agentes; seja introduzido um novo regime tarifário, orientado para a busca da eficiência econômica; e, que seja estruturado um regime contratual, que repasse para o mercado a arbitragem da maior parte dos riscos assumidos pelos agentes econômicos.

Nos quatro países estudados, a organização industrial da ISE vem passando por profundas reformas. A estrutura tradicional de monopólios vertical e horizontalmente integrados vem sendo substituída por novas formas de organização que pretendem ampliar o universo de empresas ofertantes de serviços elétricos e introduzir a concorrência como principal mecanismo indutor da eficiência econômica setorial.

É interessante notar que a privatização dos ativos estatais não é aspecto central da reforma, ainda que em três dos quatro casos estudados a reforma tenha sido acompanhada de privatizações. Apesar de o discurso ideológico sobre a ineficiência das empresas públicas ser atualmente difundido, as evidências empíricas sugerem que as ineficiências, pelo menos no caso da ISE, decorrem em larga medida da estrutura de mercado e de inadequação do regime regulatório, sendo a propriedade apenas relevante nos casos em que o Estado se mostra incapaz de controlar a ação deletéria de governantes inescrupulosos.

Assim, no caso americano, em que a ISE é controlada por monopólios privados verticalizados, é possível detectar no comportamento passado das empresas elétricas os mesmos vícios e problemas identificados na Inglaterra, onde um monopólio verticalizado estatal controlava o mercado elétrico. Obviamente, isto não significa que a propriedade, estatal ou privada, seja irrelevante; porém, evidencia que a simples privatização das empresas estatais elétricas não é suficiente para colocar a ISE em nova trajetória tecnológica de ganhos de eficiência econômica. Na prática, a privatização das empresas estatais elétricas deve ser inscrita no movimento de reordenamento da situação fiscal dos Estados, seja devido ao forte endividamento público (Argentina e Chile), seja pela adoção de políticas conservadoras visando à redução agressiva de impostos dos grupos sociais de alta renda (Inglaterra).

Os casos estudados (ver anexo 3) sugerem dois tipos de estratégia para a reforma da ISE: a *gradualista* (a americana e, em certa medida, a chilena)<sup>53</sup> e a um *radical* (a inglesa e argentina).<sup>54</sup> Nesta últi-

<sup>52</sup> Muitos analistas da ISE acreditavam que sucessivos blecautes acabariam por convencer o Governo Thatcher da inviabilidade de suas propostas.

<sup>53</sup> Os países asiáticos também adotaram essa estratégia.

<sup>54</sup> Poucos países têm optado por esse caminho, sendo a maioria dos que a adotaram da esfera de influência inglesa.

ma, as empresas existentes são desintegradas (horizontal e verticalmente), sendo criado um mercado *spot* no qual todos os geradores são obrigados a ofertar sua energia e sua capacidade de geração. Na estratégia gradualista, em um primeiro movimento as concessionárias são constrangidas a comprar energia de geradores independentes,<sup>55</sup> com oferta de preços inferiores ao seu custo de expansão (*avoided cost*). Posteriormente, as concessionárias são obrigadas a promover a desintegração contábil de suas atividades de geração, transmissão e distribuição, para permitir a abertura da rede de transporte para os geradores independentes terem acesso aos consumidores finais, pagando uma tarifa de transporte justa. Em uma etapa final, o mercado elétrico é estruturado nos moldes da estratégia radical, criando-se barreiras institucionais à reverticalização das empresas elétricas.

A grande vantagem da estratégia radical é a rapidez com que as empresas elétricas são obrigadas a enfrentar um regime concorrencial. Sua grande limitação é a dificuldade de se mensurarem e repartirem os custos<sup>56</sup> e os benefícios do “*ajuste concorrencial*” entre os diversos agentes econômicos,<sup>57</sup> dado que não se conhecem os preços que o novo mercado deverá estabelecer para os serviços elétricos, particularmente no caso de sistemas elétricos ainda não maduros.<sup>58</sup>

Nessas condições, é muito difícil estimar os impactos da nova situação nas empresas elétricas existentes, podendo tanto emergir fortes rendas diferenciais<sup>59</sup> para algumas empresas quanto elevados prejuízos para outras.<sup>60</sup> Tanto a primeira quanto a segunda situação não resultam necessariamente da boa ou má gestão empresarial passada, sendo apenas fruto de um regime regulador que direcionava e sancionava o comportamento da empresa monopolista.

O governo, ao definir novas regras para o mercado elétrico, não deveria penalizar (ou beneficiar) empresas por decisões passadas tomadas de boa fé, sob o escrutínio dos órgãos reguladores vigentes.

Obviamente, essa limitação torna-se tão menos importante quanto mais maduros os sistemas elétricos, menores as rendas previsíveis e menores os custos do ajuste para as empresas com centrais não-competitivas. Também facilitam muito a radicalidade, a disposição do Tesouro em absorver eventuais sobrecustos e as situações em que é pequeno o número de empresas com as quais é preciso negociar as condições de transição.

No caso inglês, um sistema maduro cujo consumo cresce 0,5% ao ano, a tarefa foi muito facilitada por estar envolvida no processo apenas uma empresa (CEGB). Também colaboraram a não-emergência de rendas diferenciais significativas e a disposição do Tesouro em absorver a maior parte do custo do ajuste,<sup>61</sup> que foi repassado para a empresa nacional de carvão.<sup>62</sup> Já no caso argentino,

<sup>55</sup> Esse regime, dito do comprador único (*single buyer*) vem sendo defendido pela Electricité de France (EDF) como o regime mais apropriado para a introdução da concorrência no Mercado Comum Europeu.

<sup>56</sup> Alguns dos custos do ajuste concorrencial estão vinculados a perdas decorrentes da redução dos níveis de coordenação. Quanto mais rápida e radical a reforma, maior é a probabilidade de perdas significativas de benefícios da coordenação.

<sup>57</sup> No caso inglês tem sido denunciada a apropriação de uma renda de monopólio nos mercados cativos (residencial e pequenos negócios) que coloca as tarifas acima de seu patamar de eficiência econômica [The Economist (1996a)].

<sup>58</sup> Definem-se como maduros os sistemas elétricos nos quais o consumo cresce muito lentamente e a infraestrutura de transporte cobre praticamente todo o território, oferecendo acesso à eletricidade tanto aos consumidores urbanos quanto rurais.

<sup>59</sup> Situação em que uma determinada empresa tenha um parque de centrais amortizadas, com baixo custo operacional e longo prazo de vida útil.

<sup>60</sup> Situação comum entre as empresas que optaram pela energia nuclear, no caso americano, ou tiveram sobrecustos na construção de centrais que permaneceram muito tempo paradas, como é o caso brasileiro.

<sup>61</sup> Uma parcela desse custo foi também repassada para os consumidores através da taxa sobre a eletricidade consumida (*fossil fuel levy*), utilizada para subsidiar a energia nuclear.

apesar de se tratar de um sistema ainda em desenvolvimento e do número de empresas envolvidas no processo ter sido relativamente grande, foram determinantes na opção por uma reforma radical não apenas a grave deterioração do desempenho técnico e financeiro das empresas elétricas como também a disposição do Tesouro de absorver todo o custo do ajuste, privatizando as empresas estatais por preço muito abaixo do seu valor contábil.<sup>63</sup>

Nos Estados Unidos, o elevado número de empresas presentes no mercado elétrico, a maior parte delas privadas,<sup>64</sup> e a extrema diversidade de situações, que pode gerar rendas diferenciais significativas para algumas empresas e fortes prejuízos no caso de outras, favoreceram uma solução gradualista. Essa estratégia tem o grande mérito de preservar as empresas existentes, permitindo o seu ajuste progressivo à nova realidade do mercado. Como a concorrência é introduzida paulatinamente, as tarifas resultam, inicialmente, da composição ponderada do custo da energia produzida nas centrais antigas, que seguem sendo remuneradas pela regra do custo do serviço, com o preço da energia ofertada pelas novas centrais, fixado pelo mercado.

Dessa forma, os consumidores são protegidos de choques tarifários, nos casos em que a tarifa tende a se elevar, ou da deterioração da qualidade do serviço, nos casos em que a tarifa tende a cair, situação que poderia levar algumas empresas elétricas à falência. À medida que a concorrência se amplia, reduz-se o peso do custo do serviço das velhas centrais e os preços dos serviços elétricos são crescentemente determinados pelo mercado. As condições e o ritmo do processo de ajuste pode ser especificado na nova legislação que governará o sistema elétrico<sup>65</sup> ou pode ser ditado pelo órgão regulador, sendo essa fórmula particularmente adequada nas situações em que os sistemas elétricos ainda são muito pouco desenvolvidos.

No Chile, a estratégia também tem sido gradualista, porém subsiste uma forte supervisão estatal na dinâmica do sistema elétrico. Por se tratar de um sistema em desenvolvimento, com acentuado ritmo de expansão, os benefícios da coordenação continuam sendo muito importantes. Por essa razão, a empresa Endesa foi mantida verticalizada e o papel da Secretaria de Energia na vida do sistema elétrico, particularmente no que se refere à sua expansão, continua sendo determinante. A liberalização do mercado elétrico chileno tem sido paulatina, tendo sido adotado um regime tarifário que pode ser definido como de liberdade relativa.

Três elementos despontam como cruciais nesses movimentos de reforma:

- a disponibilização da rede de transporte, em condições economicamente equitativas, para todos os participantes do novo mercado elétrico;

- a introdução da concorrência entre os geradores no suprimento de eletricidade; e

- a criação de organismo(s) supervisor(es) das relações entre os agentes do mercado que têm como principal tarefa coordenar as atividades dos agentes econômicos de forma a garantir a operação econômica eficiente da ISE.

Como a prestação de serviços elétricos exige uma infra-estrutura de transporte que conecte geradores e consumidores de eletricidade, a abertura das redes de transporte é o eixo central das reformas: *ela cria condições técnicas e econômicas para que os geradores possam competir pelos mercados.*

<sup>62</sup> Até a reforma, a British Coal respondia pelo essencial do suprimento de carvão da CEGB, a preços superiores aos praticados no mercado internacional. Após a reforma, a maior parte do carvão consumido pelas centrais elétricas passou a ser importado, reduzindo-se drasticamente a produção inglesa de carvão.

<sup>63</sup> A maioria das centrais argentinas foi privatizada a preços inferiores a 30% do valor contábil.

<sup>64</sup> Situação que torna mais difícil politicamente repassar para o Tesouro os custos do ajuste.

<sup>65</sup> Como já apontamos, no caso da Califórnia, a legislação determinou a existência de uma taxa que subsidiará as empresas elétricas com altos custos de geração durante o período de transição.

Contudo, dado que o sistema elétrico deve operar em permanente equilíbrio elétrico, a cooperação entre os agentes do mercado continua sendo indispensável para a operação eficiente do sistema elétrico. Dessa necessidade brota a figura do coordenador da operação do sistema, que não necessariamente se confunde com a tarefa de arbitragem das relações entre os agentes do mercado elétrico para evitar comportamentos monopolistas ou oportunistas de agentes do mercado elétrico.

No passado, quando a rede estava em construção e o consumo crescia a taxas elevadas, a separação dessa infra-estrutura das atividades de geração de eletricidade e comercialização de serviços elétricos mostrou-se economicamente inviável por resultar impossível, na prática, separar custos e benefícios decorrentes dos investimentos em geração dos advindos dos investimentos em transporte. Essa situação dificultava a formulação de contratos completos entre geradores e transportadores, tendo induzido à verticalização das empresas elétricas para evitar comportamentos oportunistas de agentes a montante ou a jusante. Por outro lado, sendo a rede de transporte um monopólio natural, a concentração horizontal só não ocorreu quando limitações de ordem institucional a impediram. Os vastos monopólios territoriais assim estruturados permitiam a perfeita coordenação das atividades do sistema elétrico, restando ao regulador a tarefa de evitar comportamentos monopolistas das empresas elétricas.

A interconexão dos mercados elétricos e a significativa redução no ritmo de crescimento do consumo, particularmente no caso dos países industriais, diminuiu drasticamente as necessidades de investimento em redes de transporte para atender ao mercado, especialmente no que se refere à necessidade de desapropriações de terrenos.<sup>66</sup> Também nessa direção opera a tendência crescente de construção de centrais próximas dos centros de carga, fruto da difusão das centrais de ciclo combinado alimentadas a gás natural.<sup>67</sup> Nessa nova situação, a gestão eficiente das redes elétricas deixa de ser ditada essencialmente pelos investimentos em expansão realizados em função de expectativas do gerador, passando a ser determinada pela conveniente gestão de contratos de uso das linhas de transporte existentes. A negociação individualizada das condições de uso da rede com geradores e consumidores, em função dos seus níveis de congestão [Hogan & Ruff (1994)], é o corolário desse processo. Dessa forma, cria-se o espaço necessário para a separação econômica das atividades de geração e transporte de energia elétrica,<sup>68</sup> passando esta última atividade a desempenhar o papel de logística de suporte aos serviços elétricos oferecidos por empresas distintas em regime concorrencial. Os geradores, como usuários da rede de transporte, passam a pagar um pedágio pelo seu uso, sendo evidentemente essencial que o acesso à rede seja livre e equitativo para não distorcer a concorrência na prestação dos serviços elétricos.

Nessa nova estrutura industrial, as empresas verticalizadas devem ter seus ativos divididos segundo três grupos de atividades: centrais de geração, redes de transporte até os centros de carga (transmissão) e redes de transporte até os pequenos consumidores (distribuição). Idealmente, a rede de transmissão deveria ser operada por uma *única* empresa, sem interesses na geração, ficando a mesma responsável pela coordenação da operação do sistema elétrico e cabendo ao regulador arbitrar condições técnicas e econômicas de uso da rede de transporte que sejam equitativas para todos os geradores. Contudo, na prática, não é simples alcançar a solução ideal.

---

<sup>66</sup> É importante notar que esse fenômeno reduz a necessidade de intervenção dos governos na ISE.

<sup>67</sup> Por serem centrais com limitado impacto ambiental e de menor escala, elas respondem adequadamente aos requisitos legais das zonas urbanizadas.

<sup>68</sup> Esse movimento de separação é reforçado pela perspectiva de fusão das redes de transporte de energia elétrica com as redes de transporte de informações, induzida por inovações tecnológicas no campo das telecomunicações.

Obviamente, as empresas verticalizadas têm todo interesse em manter sua posição, já que o controle da rede de transportes lhes permite melhor posicionar suas centrais de geração no mercado, adquirindo significativas vantagens competitivas em face de eventuais geradores independentes.<sup>69</sup> Para evitar tal situação, ingleses e argentinos obrigaram a separação empresarial das atividades de geração e transporte das empresas elétricas existentes, tendo sido a tarefa relativamente simples no caso inglês,<sup>70</sup> por se tratar da desverticalização de uma única empresa estatal, e um pouco mais complexa na Argentina, que desverticalizou algumas poucas empresas estatais.

Os americanos, no entanto, vêm enfrentando compreensíveis dificuldades legais e econômicas na separação empresarial das atividades de geração e transporte de suas duas centenas de empresas privadas verticalizadas. Essas dificuldades levaram os reformadores americanos a optar por uma separação apenas contábil das operações das empresas elétricas, permanecendo os ativos de transmissão sob controle das concessionárias. Com o intuito de garantir condições equitativas de uso da rede de transporte para todos os geradores, os americanos criaram a figura da empresa operadora independente (Independent System Operator – ISO) da rede de transporte que, apesar de desprovida de ativos, é a única responsável pela gestão e tarifação dessa rede.<sup>71</sup> Dessa forma, os americanos esperam evitar os problemas enfrentados pelos geradores independentes chilenos.

Contudo, o acesso economicamente equitativo às redes de transporte não depende apenas da separação das três atividades: é fundamental estabelecer um regime tarifário para o transporte de eletricidade que reflita os custos econômicos de acesso aos centros de carga. Essa tarefa não é nada simples, sendo hoje o principal foco dos debates quanto à reforma da ISE, sem que tenha ainda emergido uma fórmula consensual. As dificuldades advêm do fato de os fluxos de energia em uma rede elétrica estarem em contínua mutação devido à necessidade de manter-se sempre o equilíbrio elétrico do sistema.<sup>72</sup> Essa característica dos sistemas elétricos torna praticamente impossível identificar permanentemente o caminho percorrido pela energia elétrica entre um determinado gerador e um consumidor específico. Mais ainda, a utilização de uma sistemática tarifária que procure refletir os custos marginais tende a tornar financeiramente inviável a empresa de transmissão,<sup>73</sup> razão pela qual tem-se adotado o custo médio no regime tarifário para as redes de transporte. Contudo, essa sistemática tende a distorcer os custos de acesso aos centros de carga para os geradores, enviando sinais equivocados para o mercado e, portanto, reduzindo os potenciais benefícios da concorrência.

<sup>69</sup> Como vimos, o controle exercido pela ENDESA sobre a rede de transporte é considerada a maior barreira competitiva enfrentada pelos seus concorrentes, no caso chileno.

<sup>70</sup> É preciso notar, contudo, que se assiste atualmente ao movimento de aquisição de centrais de geração pelas distribuidoras e de empresas de distribuição por geradoras, movimentos que tendem a promover uma certa reverticalização da ISE inglesa.

<sup>71</sup> Essa tarifa deve ser suficiente para remunerar a ISO por seus serviços e remunerar os proprietários dos ativos de transporte pela disponibilização desses ativos.

<sup>72</sup> Para tanto, além do serviço de transporte propriamente dito, a operadora da rede elétrica oferece um conjunto de serviços ancilares: programação e despacho de centrais; controle de voltagem e oferta de energia reativa; regulação de frequência; operação da reserva rodante; operação da reserva suplementar. É importante notar que todos os usuários da rede se beneficiam desses serviços, porém eles lhes dão valores econômicos distintos.

<sup>73</sup> Essa questão é particularmente complexa no caso das redes em franca expansão, pois os investimentos tendem a reduzir drasticamente os custos de transporte.

## 5. REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

No Brasil, o processo de reestruturação da ISEB começou a materializar-se em 1993, quando regras de seu funcionamento passaram por modificações importantes e várias propostas de remodelação institucional e financeira do setor começaram a ser discutidas. Esse processo acelerou-se a partir de 1995 com a promulgação de vários documentos legais, a introdução dos ativos de geração pertencentes às empresas subsidiárias da ELETROBRÁS no Programa Nacional de Desestatização (PND), e a aprovação, pelas assembleias legislativas estaduais, de programas estaduais de desestatização (PED), na maioria deles incluindo os ativos das empresas elétricas.

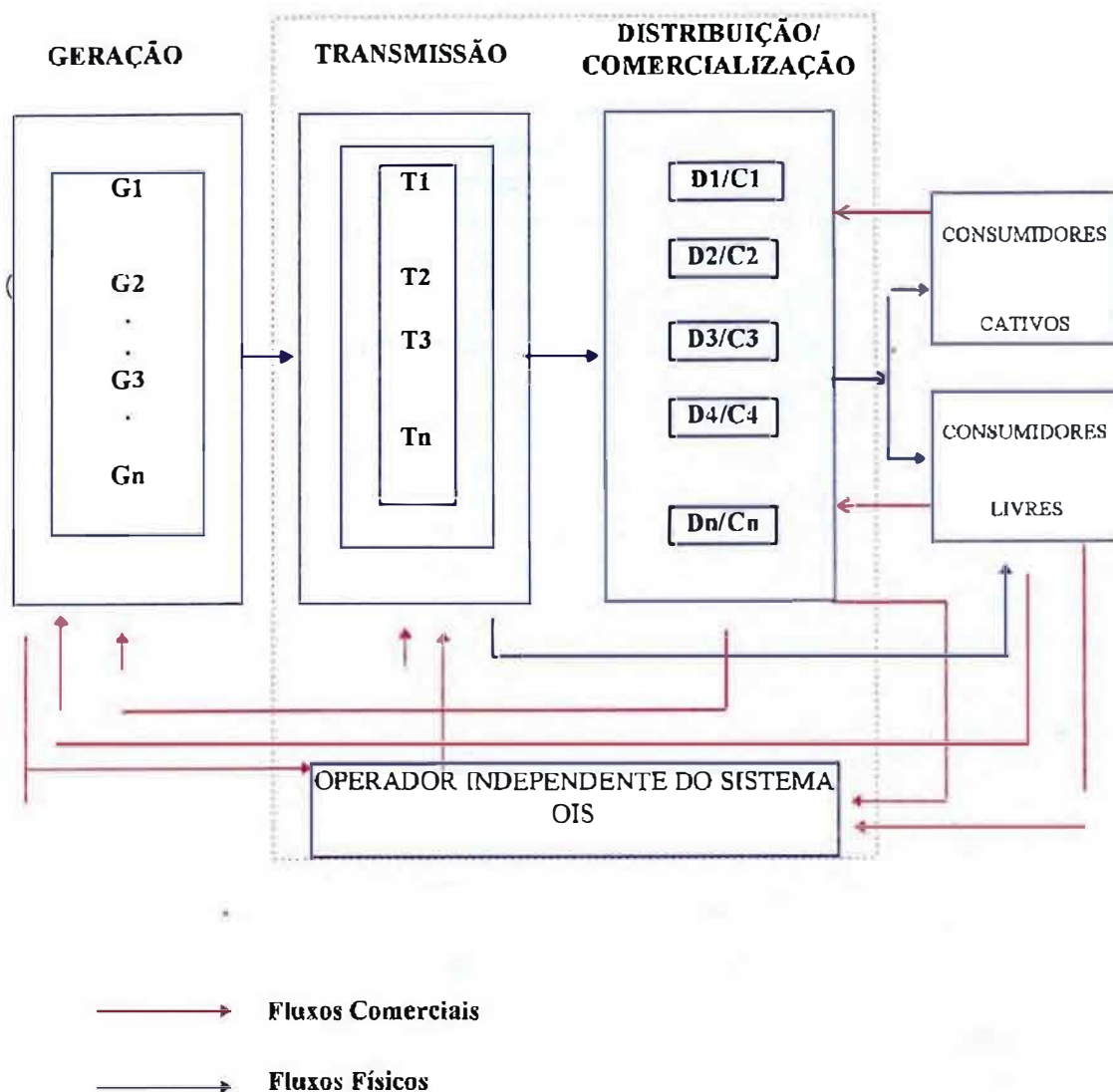
Em 1993, promulgaram-se a Lei nº 8.631, que eliminou o regime tarifário pelo custo do serviço, e o Decreto nº 1.009, que criou o SINTREL, sugerindo a desverticalização contábil das concessionárias verticalizadas. Em 1995, foram promulgadas a Lei das Concessões nº 8.987 e o Decreto nº 9.074, que regulamentaram o artigo 175 da Constituição, com o estabelecimento de normas para outorga e prorrogação de concessões, a criação da Figura do Produtor Independente, posteriormente regulamentado pelo Decreto nº 2.003/96 e a liberalização do acesso às redes de transmissão e distribuição para os produtores e consumidores livres. Deu-se, dessa forma, importante passo na direção da formulação de um novo ambiente, ao tornar inexorável a concorrência na construção de novos projetos elétricos e criar, através da lei de conversão das concessões de eletricidade, condições legais para que os geradores possam competir pelo suprimento dos grandes consumidores de energia elétrica.

Esses movimentos foram reforçados com a promulgação da Lei nº 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL -, órgão regulador do setor em nível federal, que substituiu o DNAEE e reordenou as áreas de negócios do setor em: produção de energia (geração); transporte nas tensões mais altas (transmissão); transporte com o específico objetivo de atendimento a consumidores finais (distribuição); e vendas no varejo, com a função de medir e faturar os consumidores finais (comercialização). Essa alteração desverticalizou os dois negócios até hoje existentes: Suprimento, venda no atacado; e fornecimento, venda no varejo.

Por fim, as recentes privatizações da ESCELSA, da LIGHT e da CERJ explicitaram o regime tarifário que deverá vigorar para a distribuição de eletricidade: reajuste automático, aplicando índice inflacionário, dos custos controlados pelas concessionárias; repasse dos custos não controlados para os consumidores; e revisão periódica do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

Esse conjunto de medidas e propostas institucionais, que vão ao encontro das tendências gerais dos processos de reestruturação, rompeu, sem dúvida, a inércia do setor, deixando clara a intenção do Estado de introduzir pressões competitivas que levem a maior eficiência técnica e econômica da ISEB, bem como seja capaz de atrair capitais privados nacionais e estrangeiros e viabilizar a sua expansão. Essa nova postura, baseada em um mercado aberto e competitivo, exigirá mudanças na estrutura industrial que permitam a ampliação do número de participantes do mercado. Isso será feito através de segregações verticais e horizontais, de modo que se crie um ambiente mais competitivo na geração e na comercialização de energia elétrica. A provável composição dos agentes nessa nova estrutura e seus fluxos físico e comerciais é apresentada na figura 10.

FIGURA 10  
Nova Estrutura da Iseb



### 5.1 Questões Gerais a Serem Consideradas na Implantação de um Novo Modelo

O Ministério de Minas e Energia (MME) contratou um consórcio consultor liderado pela empresa Coopers & Lybrand (C&L) para sugerir um novo desenho para o mercado elétrico e propor uma nova organização institucional, particularmente no que se refere às empresas e instituições vinculadas ao governo federal.<sup>74</sup> Espera-se do consórcio consultor que seja capaz de adaptar os ensinamentos das experiências de reforma em outros países às especificidades da ISEB. Dentre estas especificidades destacamos que:

<sup>74</sup> O primeiro relatório de consolidação dos trabalhos da consultoria foi oficialmente entregue ao ministério em agosto de 1997.

- por ser federativo o regime político brasileiro, é indispensável a divisão dos poderes regulatórios entre a o governo federal e os governos estaduais, fato que se torna mais necessário na medida em que as empresas elétricas controladas pelos governos estaduais estão sendo privatizadas;
- o sistema elétrico brasileiro é de base hidráulica, sendo necessária forte coordenação da operação, em função de expectativas pluviométricas consensadas, para que sua operação seja economicamente eficiente;<sup>75</sup> assim, a introdução da concorrência na geração deve ser compatibilizada com níveis significativos de coordenação;
- a rede de transmissão brasileira ainda está em construção; subsistem diversos mercados isolados, com ritmo forte de expansão, que deverão ser progressivamente interconectados em um sistema nacional;
- dadas as significativas diferenças regionais e empresariais, mecanismos de compensação regionais deverão subsistir por um período significativo; e
- a existência de um grande número de empresas controladas por governos estaduais, muitas delas com significativos ativos de transporte e geração, exigirá a convivência de empresas privadas e estatais no mercado elétrico brasileiro.

Essas características sugerem que uma estratégia gradualista é mais adequada para o caso brasileiro, estratégia que, a julgar pelo encaminhamento adotado pelo governo até o momento, como visto anteriormente, já foi adotada. Três questões merecem, do nosso ponto de vista, especial atenção nesta reforma: a repartição e a gestão dos riscos; a diversidade regional e a base hidráulica.

### 5.1.1 Repartição e Gestão de Riscos

Em um mercado elétrico concorrencial, a questão da repartição e gestão de riscos passa a ser um dos aspectos centrais da boa administração de projetos no novo mercado elétrico. Este aspecto deverá constituir-se no elemento central em torno do qual se articularão as estratégias dos diferentes agentes interessados no “negócio elétrico”. No regime monopolista todos os riscos eram assumidos pelas empresas elétricas, sob a supervisão do regulador. Nos casos em que ocorria a má gestão desses riscos, elevavam-se os custos dos investimentos e este sobrecusto era repassado para os consumidores.<sup>76</sup> Na medida em que o regime de monopólio verticalizado, com remuneração garantida para os investimentos e tarifas com base no custo do serviço, for abandonado, duas mudanças importantes deverão ocorrer: os riscos da ISEB terão que ser repartidos entre os diversos agentes do mercado elétrico; e os custos da má gestão de riscos terão de ser assumidos pelos agentes envolvidos nos projetos. Apesar de a lista de riscos dos projetos ser grande [Seabrihi & Schuester (1997)], centraremos a discussão em dois tipos de riscos que parecem ser mais relevantes: os regulatórios e os de mercado.

Os riscos regulatórios estão relacionados com o comportamento futuro do órgão regulador. Como nos ensinam as reformas de outros países, esse terá papel central no novo mercado elétrico. Pois, além de ser o árbitro das disputas entre os agentes do mercado e utilizar sua autoridade para

<sup>75</sup> Estudos técnicos da ELETROBRÁS estimam os benefícios da operação coordenada do sistema de geração em mais de 8000 MW, representando uma economia superior a US\$ 10 bilhões. Soma-se a esse benefício a redução da margem de reserva (2200 MW = US\$ 3,7 bilhões), o controle das cheias, o enchimento de novos reservatórios etc. [Santos (1996)].

<sup>76</sup> No caso das empresas estatais, quando esse repasse não ocorria, os custos eram assumidos, em última instância, pelo Tesouro, ficando o ressarcimento dos fundos dos provedores de crédito dependente do desempenho das contas do governo.



que as regras do contrato regulamentar<sup>77</sup> sejam cumpridas, caberá a ele incitar os agentes econômicos atuantes no mercado a buscarem a eficiência econômica, estabelecendo o adequado equilíbrio entre cooperação e concorrência [Brousseau (1993)]. Porém, essa não será uma tarefa simples, dada a significativa assimetria de informações entre o órgão regulador e os agentes do mercado.

Um contrato regulamentar com regras perenes, transparentes e consistentes certamente ajudaria muito a tarefa do regulador e reduziria os riscos envolvidos. Contudo, como esses estão sendo idealizados para funcionarem em um novo ambiente econômico, é muito difícil anteciper todas as situações que deverão apresentar-se no futuro e prever regras para equacionar os eventuais conflitos entre os agentes econômicos. Sendo assim, é inexorável um razoável período de aprendizado, tanto para o órgão regulador, quanto para os agentes econômicos.

Dois são os efeitos dessa situação: primeiro, é preciso admitir mudanças nos contratos regulamentares para permitir incorporar o aprendizado. Segundo, o órgão regulador irá dispor de um nível razoável de poder discricionário. Ambos efeitos tendem a elevar os riscos regulatórios, já que tendem a induzir comportamentos defensivos e/ou oportunistas dos agentes. Para evitar tais comportamentos, é crucial que o regulador goze de muita credibilidade junto a esses agentes.

No caso brasileiro, apesar de o novo órgão regulador (ANEEL) já ter sido criado, o contrato regulamentar ainda não foi especificado. Espera-se que, ao final do trabalho da C&L, ele possa ser debatido e aprovado pelos agentes do mercado.<sup>78</sup> Dois outros aspectos merecem particular atenção: o duplo papel do regulador, previsto para a nova agência reguladora, e a devolução de poderes regulatórios aos governos estaduais.

Quanto ao primeiro ponto, a lei que cria a ANEEL estipula que, como ocorre com o atual DNAEE, esse órgão será responsável não apenas pela regulação do mercado elétrico, como também pela licitação das concessões e celebração dos contratos de concessão, outorgando-lhe assim um duplo papel: representante dos interesses do Estado e órgão arbitral, responsável por dirimir divergências entre os agentes do mercado elétrico e entre estes e o Estado.

Essa situação cria riscos regulatórios adicionais para os investidores privados, já que a ANEEL terá de dirimir questões, inclusive na fixação de tarifas, nas quais os governos têm óbvio interesse. A separação dessas duas funções, ficando outra agência governamental como responsável pela tarefa de conduzir o processo de licitação das concessões e celebração dos contratos e a ANEEL exclusivamente dedicada às tarefas de supervisão da operação do mercado, parece ser uma solução mais adequada.

No que se refere ao segundo aspecto, a preocupação com a regulação do mercado elétrico apenas começa a emergir entre os governos estaduais. Até o momento, eles deram pouca atenção ao aspecto regulatório da ISEB na medida em que podiam exercer forte influência na vida setorial através de seu controle das empresas estaduais. O processo de privatização deve alterar profundamente essa situação, dado que a privatização das distribuidoras estaduais é condição *sine qua non* para a entrada de capitais privados na geração, gerando um movimento reivindicatório mais incisivo de reguladores estaduais. É verdade que na lei de concessões está prevista a delegação por convênio de poderes regulatórios para os governos estaduais. Contudo, não existe uma clara definição de quais poderes serão delegados e quais passos devem ser seguidos pelos governos estaduais para trazer para sua esfera esses

---

<sup>77</sup> O contrato regulamentar pode ser definido como o conjunto de regras do acordo operativo que os participantes do mercado elétrico devem assinar para poderem dele participar. Ele deverá funcionar como eixo aglutinador dos demais contratos entre os agentes do mercado elétrico, garantindo a necessária coordenação das atividades dos geradores, transportadores e distribuidores de eletricidade.

<sup>78</sup> É crucial que o contrato regulamentar obtenha consenso entre os agentes do mercado, para evitar o risco de perdas econômicas decorrentes da não-cooperação.

poderes. É necessário iniciar imediatamente a discussão deste aspecto para que uma solução adequada seja encontrada antes que os conflitos comecem a emergir, elevando os riscos dos projetos elétricos. O passo possível nessa direção seria delegar, em curto espaço de tempo, a regulação da distribuição/comercialização e da geração de pequeno porte aos governos estaduais, oferecendo uma legislação de referência que facilite a coordenação do setor.

Quanto aos riscos de mercado, sabe-se que os projetos elétricos caracterizam-se pelo longo prazo de sua maturação e intensidade de capital e, na situação monopolista regulada pelo custo do serviço, esses riscos eram assumidos pelos consumidores, sempre que respeitada a regra tarifária. A reforma, ao eliminar o regime de remuneração garantida e introduzir a concorrência, cria oportunidades de maiores lucros, porém gera novos riscos para o investidor.

No caso da distribuição, a utilização do regime *price-cap* incentivado deve induzir as empresas a buscarem maximizar o uso da rede instalada. Nas áreas de alta densidade de consumo, em que a rentabilidade é alta, a expansão será incremental, porém nas áreas de baixa densidade de consumo, não-rentáveis, como é o caso das zonas rurais, a expansão será limitada. Dessa forma, pode-se antecipar que as necessidades de financiamento das distribuidoras serão pequenas, com grandes dificuldades para o financiamento de projetos de eletrificação rural.

No caso da transmissão, há fortes indícios de que o regime tarifário para os usuários não será o mesmo utilizado para a remuneração da empresa proprietária da rede. A empresa operadora independente do sistema (OIS) deverá cobrar dos usuários, pelo uso das redes e por seus serviços ancilares, tarifas que lhe permitam recuperar o conjunto de seus custos,<sup>79</sup> inclusive, a questão polêmica da remuneração das empresas proprietárias das redes de transmissão pelo uso de seus ativos.<sup>80</sup> Essa remuneração deverá ser fixada em contratos de longo prazo da OIS com os proprietários da rede. Dessa forma, o financiamento das redes de transporte será facilitado, na medida em que haverá um contrato especificando um fluxo garantido de receitas para ser oferecido como garantia para eventuais provedores de fundos.

No caso da geração, a introdução da concorrência aumenta os riscos, porém eles serão maiores nas regiões S/SE/CO, onde se pretende estruturar um mercado atacadista, do que nas regiões onde será implantado um regime de comprador único. Como aponta Feldman (1997), os investidores preferem ter um contrato que garanta o mercado e preço para a energia gerada para financiar projetos de geração. Por outro lado, há que distinguir entre UTE e UHE, as quais agregam, aos riscos de mercado, elevados riscos geológicos, ambientais e hidrológicos.

### 5.1.2 Diversidade Regional

Dada a substancial diversidade de situações regionais, é impraticável adotar uma organização industrial para o setor que seja uniforme em todo o país. Enquanto no mercado interconectado das regiões S/SE/CO, relativamente maduro, é possível imaginar a introdução de pressões competitivas a prazo relativamente curto, é difícil conceber a introdução de concorrência nos mercados isolados da Amazônia, onde o consumo segue crescendo rapidamente e permanecem sendo muito significativas as economias de escala e de escopo. Neste último caso, a estrutura monopolista ainda é a mais adequada. Uma situação intermediária encontra-se no mercado interconectado N/NE, no qual a produção de eletricidade está concentrada em poucas centrais, controladas por duas empresas (ELETRONORTE e CHESF), estando as redes de transmissão ainda em desenvolvimento e sendo o consumo relativamente de baixa densidade. Essa diversidade de situações sugere que a melhor alter-

<sup>79</sup> Para induzir a OIS a reduzir seus custos, um regime *price-cap* incentivado poderia ser também utilizado.

<sup>80</sup> Este aspecto será tratado com mais detalhe no item 5.3.2.

nativa seria a adoção de estruturas diferenciadas para cada uma dessas situações com a progressiva convergência para um regime único, na medida em que os mercados se desenvolvam e o mercado nacional seja plenamente interconectado.

Assim, no mercado interconectado das regiões S/SE/CO, seria adotado um regime competitivo, criando-se um mercado atacadista para a energia elétrica, aberto aos grandes consumidores e distribuidores de eletricidade, cujo preço seria determinado pela oferta e pela demanda. Para viabilizar esse mercado, as empresas verticalizadas seriam obrigadas a promover a separação contábil de suas operações e seria criada uma empresa independente responsável pela operação da rede de transmissão – Operador Independente do Sistema (OIS) –, facultando a todos os participantes do mercado acesso à rede, segundo regras técnicas e econômicas preestabelecidas. Em uma etapa posterior, poderia liberalizar-se a comercialização de eletricidade para todos os consumidores e, eventualmente, a OIS passaria a ser também proprietária dos ativos de transporte.

Nos mercados isolados da região Norte, deveria ser mantido o regime monopolista no suprimento de eletricidade para os consumidores finais, podendo ser adotado o regime concorrencial na expansão da oferta de energia e capacidade através do regime de comprador único.

No caso das regiões N/NE, a solução do comprador único também poderia ser adotada inicialmente, porém caberia também criar imediatamente uma empresa operadora do sistema. Desta forma, seria aberta a oportunidade para que grandes consumidores possam eventualmente comprar sua energia de geradores independentes e estar-se-ia criando as pré-condições para a introdução da concorrência tão logo exista um número significativo de geradores independentes e/ou seja processada a solidificação da interconexão com o mercado das regiões S/SE/CO, que tornaria viável a criação de um único mercado atacadista cobrindo os dois sistemas interconectados existentes atualmente.

Partindo dessas três configurações iniciais, a indústria de suprimento de eletricidade no Brasil poderá, progressivamente, convergir para um mercado único que liberalize também a comercialização de eletricidade, em futuro não muito distante. Este encaminhamento tem o mérito de permitir a diferenciação na velocidade do processo de reforma entre as regiões, facilitando a negociação da reforma com os diversos agentes econômicos e políticos envolvidos no processo, e torna mais complexa a tarefa do regulador, que deverá estar instrumentado para decidir sobre as etapas seguintes da reforma.

### 5.1.3 A Base Hidráulica

O fato de ser o parque gerador brasileiro essencialmente hidráulico torna bem mais complexa a introdução da concorrência entre geradores. Em primeiro lugar, existe a questão da enorme diversidade de custos<sup>81</sup> entre as usinas hidrelétricas (UHE) em operação.<sup>82</sup> Essa situação coloca-nos diante de

<sup>81</sup> A existência de centrais com custos distintos operando concomitantemente para atender ao mercado é uma característica comum aos sistemas elétricos. Enquanto esse mercado permanece organizado em regime de monopólio regulado pelo custo do serviço, essa situação não apresenta problema já que as tarifas são reguladas de forma a ressarcir os custos médios das concessionárias, referendados pelo regulador, e oferecer uma remuneração adequada. Contudo, ao passar para um regime concorrencial, em que o preço da energia passa a ser ditado pelo mercado atacadista, este tende a alinhar-se sobre o custo marginal. Nessa situação, as centrais com custos superiores ao custo marginal não poderão recuperar pelo menos uma parte de seus investimentos enquanto as centrais com custo inferior ao custo marginal gozarão de uma renda diferencial que lhes permitirá oferecer a seus investidores uma rentabilidade excepcional.

<sup>82</sup> As construídas antes dos anos 70, já foram largamente amortizadas, estão quase sempre localizadas em sítios hidrológicos favoráveis e foram financiadas em condições, também, muito favoráveis. Já as UHE cuja construção foi iniciada no final da década dos 70, além de estarem em sítios hidrológicos geralmente menos

um problema difícil: como todas as centrais existentes são necessárias para atender ao mercado, se for deixada ao mercado a fixação do preço, pelo menos a curto prazo, a tendência é de esse alinhar-se sobre o custo da central mais cara. Nessa circunstância, ocorreria um forte aumento tarifário,<sup>83</sup> dificilmente aceitável em um período de estabilização econômica. Além disso, as empresas elétricas com diversas centrais amortizadas passariam a desfrutar de significativas rendas econômicas, o que elevaria muito a sua rentabilidade, enquanto as empresas que disponham de centrais com custos elevados passariam a trabalhar com prejuízos a médio prazos, na medida em que novas centrais viessem a ser construídas, fato este que poderia induzir à desarticulação do sistema elétrico.

A privatização do atual parque gerador hidráulico poderá ter como parâmetro de base para o cálculo do fluxo de caixa descontado as tarifas atuais de suprimento. Nesse caso, não haveria necessidade de um forte aumento tarifário. Essa solução, entretanto, tem como consequência o surgimento de rendas diferenciais e/ou de custos irrecuperáveis, uma vez que não se sabe em que patamar se estabelecerá o custo marginal de expansão do sistema no novo ambiente concorrencial.

Isto acontece porque somente estando o mercado liberado será possível estimar o custo dos combustíveis a serem utilizados pelas térmicas bem como os investimentos tanto nas UTE quanto nas UHE. Portanto, qualquer simulação sobre as tarifas futuras de geração, em um ambiente competitivo, deve ser tomada apenas como um exercício para simular posições das empresas em relação aos custos encaixados e vantagens e desvantagens de cada proposta.<sup>84</sup>

Na prática, apenas o governo federal e os governos estaduais, com parque gerador de alto custo, propõem-se a privatizar suas geradoras. Os governos estaduais proprietários de empresas com substancial capacidade de geração de baixo custo, como Minas Gerais e Paraná, já declararam que não pretendem privatizar o seu parque gerador. Esse cenário sugere que algumas empresas estaduais, situadas em pontos estratégicos do sistema interconectado S/SE/CO, gozarão de rendas diferenciais significativas. Essa vantagem competitiva funcionará como substancial barreira à entrada, talvez, intransponível, para novos geradores. Outra solução para esse problema seria a venda conjunta de centrais de alto e de baixo custo aos pares. O problema, nesse caso, é encontrar os pares equilibrados de centrais que permitam alinhar custos sobre um preço de mercado que, na verdade, se desconhece.

A experiência americana sugere que a melhor solução para estes desequilíbrios é a adoção de um regime de transição, que permita melhor determinar o custo marginal de expansão. Esse período deve ser utilizado para permitir às centrais de alto custo amortizarem seus sobrecustos,<sup>85</sup> evitando a insolvência financeira de algumas empresas, e para estabelecer um regime de concessão para as centrais amortizadas, que permita ao Estado recuperar as rendas diferenciais decorrentes do uso do sítio.

Um outro aspecto complicador advindo da base hidráulica de geração é o fato de essas centrais colocarem no mercado dois produtos de mesma natureza física (energia elétrica), porém de natureza econômica totalmente distinta: energia garantida e energia não-garantida.

Enquanto a energia garantida, como o próprio nome diz, pode ser oferecida aos consumidores com um elevado grau de certeza, a energia não-garantida só está disponível por certos períodos, de

---

favoráveis, tiveram seus prazos de construção alongados, bem como seus custos de construção e financiamentos muito elevados.

<sup>83</sup> As tarifas atuais resultam, grosso modo, de uma média ponderada de centrais novas e centrais parcialmente amortizadas, ou seja, de uma média ponderada do parque de centrais em operação.

<sup>84</sup> É importante notar que, para evitar essa situação, os compradores das empresas estatais de eletricidade tenderão a elevar a taxa de desconto utilizada no cálculo do fluxo de caixa, reduzindo o valor de mercado dessas empresas.

<sup>85</sup> Cabe notar que, do ponto de vista estritamente legal, os investimentos em centrais de alto custo foram aprovados pelo órgão regulador, donde a demanda de que esses custos sejam recuperados pelas empresas.

forma aleatória.<sup>86</sup> A energia garantida tem um valor econômico elevado, enquanto a não-garantida tem um baixo valor econômico.

## 5.2 Questões Técnicas e Comerciais Relevantes no Funcionamento do Novo Modelo

Apesar das indefinições existentes quanto ao funcionamento do novo mercado elétrico, é fundamental que ele contemple, além do aumento da eficiência das empresas através da introdução de pressões competitivas, os seguintes aspectos relevantes: a expansão da capacidade instalada deve ocorrer juntamente com a privatização dos ativos existentes; a introdução da concorrência não deve colocar em risco a otimização dos recursos hídricos; deve ser encontrada uma solução equilibrada para a questão dos elevados custos enclachados existentes em algumas empresas e, ao mesmo tempo, para viabilizar um *mix* tarifário compatível com o plano de estabilização econômica.

Nesta seção procuraremos analisar duas visões alternativas para estes problemas apresentadas pelos consultores desse projeto e discutidas em *workshop* realizado no IPEA. Não é nossa proposta contrapô-las, mas apenas ilustrar possíveis soluções para pontos polêmicos e complexos.

A primeira delas tem como premissa o ajustamento progressivo do conjunto das UHE ao novo mercado elétrico concorrencial. Ela objetiva a convivência da otimização da operação do sistema hidráulico com a abertura do mercado para as centrais térmicas em regime concorrencial. A segunda parte de propostas preliminares feitas pela C&L, sendo mantidas as características do planejamento centralizado para otimização do sistema hidrotérmico, e baseia-se no custo marginal de longo prazo (CMLP) definido pelo Ciclo de Planejamento da Expansão do GCPS.

### 5.2.1 Alternativa via Sistemática Progressiva de Ajustamento do Conjunto das UHE<sup>87</sup>

Essa alternativa procura criar condições favoráveis para um ciclo de expansão da capacidade de oferta assentado sobre as centrais termelétricas e busca minimizar o problema dos custos enclachados, com introdução imediata de pressões competitivas. A proposta tem como premissa as fortes evidências de que, a curto e médio prazo, a maior parte da expansão do parque gerador será feita com usinas termoeletricas (UTE) de ciclo combinado, alimentadas com gás natural.

Esse tipo de central apresenta características que a tornam uma alternativa tecnológica muito atraente para capitais privados: baixo custo de investimento, prazo curto de maturação dos investimentos, modularidade dos projetos e limitados impactos ambientais. Mais ainda, o esforço de inovação tecnológica tem permitido a continuada elevação do rendimento térmico destas centrais (atualmente próximo de 58% cf. Kaiser, 1997), reduzindo significativamente seu custo operacional. Como resultado, a central de ciclo combinado alimentada com gás natural é hoje a alternativa de geração elétrica mais competitiva<sup>88</sup> para atender tanto à expansão do mercado quanto à reposição de centrais.<sup>89</sup>

<sup>86</sup> As centrais hidráulicas podem garantir, com certo nível de confiança, uma certa quantidade de energia que é calculada com base no período histórico de menor índice pluviométrico. Contudo, em muitos períodos, elas são capazes de oferecer uma quantidade adicional de energia não-garantida, posto que os índices pluviométricos superam o período histórico de baixa pluviometria.

<sup>87</sup> Proposta sugerida pelos professores do Instituto de Economia da UFRJ.

<sup>88</sup> A recente oferta de energia elétrica, a partir de uma central desse tipo, a menos de US\$ 30/Mwh feita no Rio Grande do Sul é um indicador bastante claro de que esta também deverá ser a melhor alternativa. As estimativas mais otimistas do CMLP do potencial hidráulico do Brasil estão na faixa dos US\$ 35/MWh.

<sup>89</sup> Isso não significa que outros tipos de centrais não possam mostrar-se competitivas. Esse pode ser o caso das UTE alimentadas com carvão na boca da mina e das UHE construídas em sítios favoráveis.

A principal limitação enfrentada por essas UTE é a disponibilidade do combustível que está sendo superada pela importação de países vizinhos e a ampliação da produção doméstica desse combustível fóssil.

No caso brasileiro, a competitividade dessas centrais deverá ser fortemente elevada caso elas possam ter acesso à energia não-garantida que atualmente está sendo vertida pelas UHE. De fato, dirigentes setoriais estimam que, em média, 10% da energia gerada (cerca de 25 Twh) está sendo anualmente vertida por falta de mercado comprador. Se comercializada a US\$ 5/Mwh,<sup>90</sup> esta energia permitiria reduzir o custo operacional das centrais térmicas alimentadas a gás posto que estas deixariam de consumir gás (cujo custo deve oscilar entre US\$ 15/MWh e US\$ 20/MWh, dependendo da eficiência térmica e das condições de contrato de fornecimento de gás) por um bom período de sua vida útil. É importante notar que esta solução renderia uma receita adicional de cerca de US\$ 130 milhões para o parque hidráulico.

Para dar viabilidade a esta solução, é necessária a separação da energia garantida e não-garantida em dois mercados específicos e estanques. A energia garantida seria dirigida para o mercado de energia firme e a não-garantida para o mercado de energia interruptível (ver figura 11). Nesse caso, como no Chile (ver anexo), a operação das centrais hidráulicas seria decidida com base em um modelo previamente acordado que definiria a energia garantida e não-garantida do sistema hidráulico, sendo ambas as quantidades repartidas pelas centrais hidráulicas em operação em função de regras também previamente estabelecidas. A energia garantida das centrais hidráulicas competiria em um mercado *firme* com a energia das centrais térmicas, enquanto a energia não-garantida só poderia ser comercializada com grandes consumidores, em regime interruptivo,<sup>91</sup> ou com centrais térmicas, que a utilizariam para evitar a queima de combustíveis.<sup>92</sup>

É importante notar que, na medida em que a energia não-garantida vai sendo absorvida pelas centrais térmicas, a competitividade destas vis-à-vis as centrais hidráulicas tende a reduzir-se. Nessa situação, novas centrais hidráulicas tendem a entrar no mercado, aumentando o volume de energia secundária, relançando a competitividade das centrais térmicas.

Dessa forma, a dinâmica do mercado induziria o equilíbrio entre centrais térmicas e centrais hidráulicas. Outro aspecto positivo desta proposta é a que a arbitragem entre os mercados de combustíveis e o mercado elétrico seria feita pelas centrais alimentadas com gás natural, solução que vem emergindo na Europa e nos Estados Unidos mais recentemente.

Por outro lado, para evitar que o equacionamento dos custos encaixados das centrais existentes acabe redundando em maiores custos para os consumidores, como ocorreu nos Estados Unidos, ou em necessidade de aportes do Tesouro, durante um período de transição as centrais hidráulicas existentes venderiam sua energia garantida em duas parcelas (ver figura 11).<sup>93</sup> A primeira parcela (EGH<sub>1</sub>) seria comercializada competitivamente com as centrais térmicas no pool, deslançando-se, dessa forma, imediatamente o processo competitivo. A segunda parcela (EGH<sub>2</sub>) seria vendida a custo do serviço (CS) para um comprador único, agente temporário, responsável pela feitura de um *mix* tari-

<sup>90</sup> Dado a sua confiabilidade, a energia garantida tem seu valor de mercado similar ao da energia gerada pelas UTE. O mesmo não ocorre com a energia não-garantida, cujo valor econômico é significativamente inferior, sendo o seu limite superior o custo dos combustíveis das UTE.

<sup>91</sup> Caberia à ANEEL especificar anualmente a energia garantida e trimestralmente a energia não-garantida disponível para cada central hidráulica.

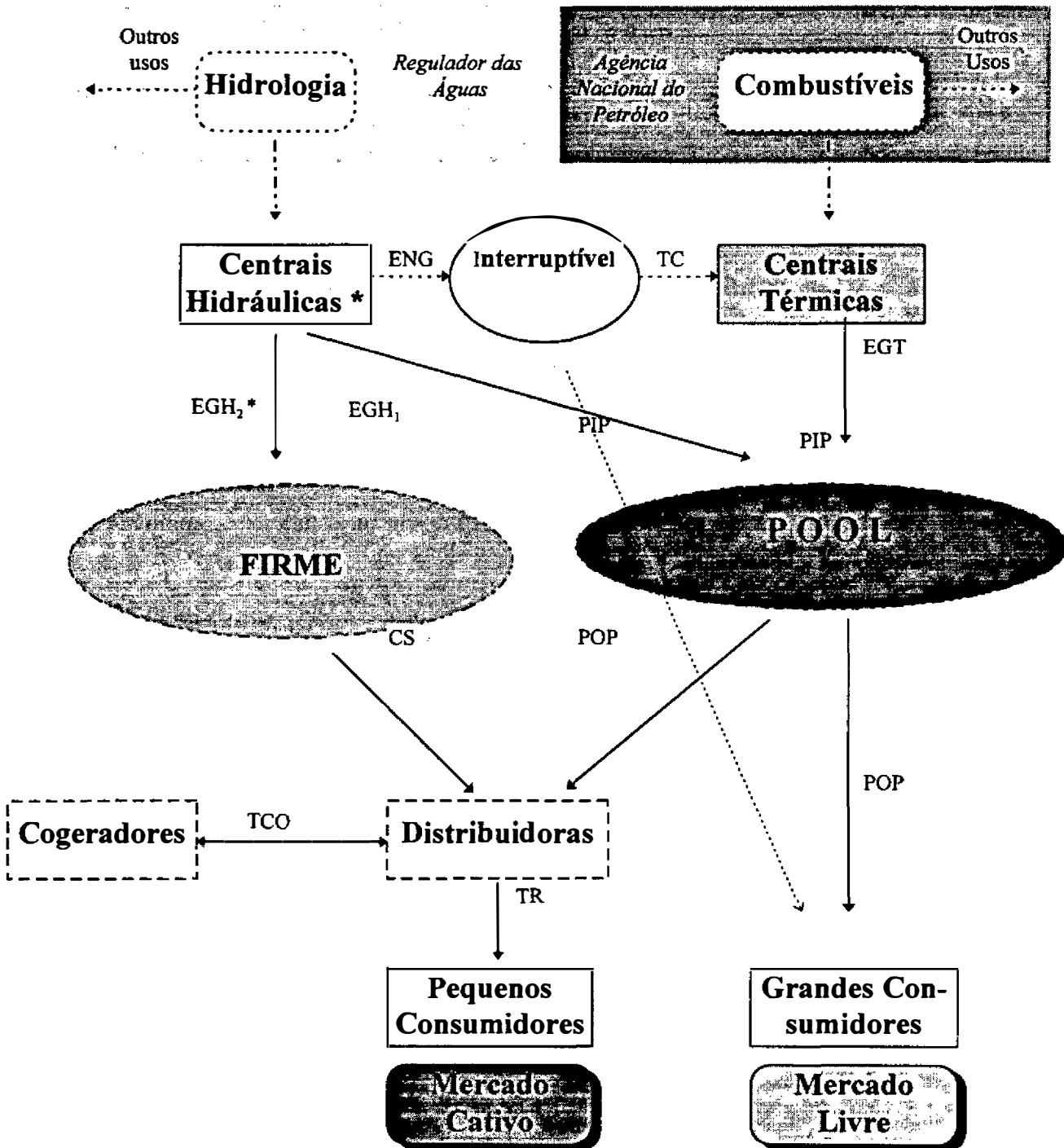
<sup>92</sup> Esta solução tem a virtude de evitar que nos períodos hídricos muito favoráveis o preço no mercado *spot* reflita os custos marginais das centrais hidráulicas, problema que vem dificultando a operação do mercado elétrico argentino (ver anexo).

<sup>93</sup> Esse regime seria utilizado apenas nos caso dos sistemas interconectados.

fário (TS) de todas as parcelas EGH<sub>2</sub>, a ser repassado para as distribuidoras. Inicialmente, 90% da energia garantida seria comercializada pelo custo do serviço e apenas 10 % competitivamente. Anualmente, a parcela de EGH<sub>2</sub> seria reduzida de 10% e, conseqüentemente, EGH<sub>1</sub> aumentada em 10% desaparecendo, portanto, em dez anos o comprador único de energia firme das centrais hidráulicas.

Ao final da transição, os recursos oriundos da implantação do regime de concessão para as centrais amortizadas poderiam ser orientados para programas de desenvolvimento do sistema elétrico, tais como eletrificação rural, difusão do uso de fontes alternativas e conservação de energia.

FIGURA 11  
Novo Mercado Elétrico



ENG - Energia Não-Garantida.  
EGH - Energia Garantida Hidráulica.  
EGT - Energia Garantida Térmica.  
TC - Tarifa de Contrato.

CS - Custo de Suprimento.  
PIP - Pool Input Price.  
POP - Pool Output Price.  
TR - Tarifa Regulada.

\* Após dez anos este fluxo deixará de existir.



### 5.2.2 Alternativa via Contratos Iniciais e Planejamento Centralizado da Operação

Essa alternativa parte de propostas preliminares feitas pela C&L.<sup>94</sup> Aqui, procura-se analisar a que diz respeito aos arranjos para comercialização de eletricidade no mercado de atacado, na qual toda a geração (exceto as muito pequenas) e toda a demanda não-cobertas por contratos bilaterais registrados serão transacionadas no mercado *spot* a seu preço, e que as novas concessões deverão ser do tipo produtor independente de energia.

Como está implícito nessa alternativa, a manutenção da eficiência econômica de um modelo otimizado, o novo mercado elétrico brasileiro, pelas suas características de geração predominantemente hidráulica e composta de subsistemas com pluviometrias complementares, deverá ter a operação física descasada dos contratos comerciais, para que se alcance a otimização da utilização dos recursos hídricos, com a consequente maximização da garantia de atendimento ao menor custo.

O mercado deverá estar configurado por meio de contratos bilaterais de energia garantida entre geradores e comercializadores, que contratarão o transporte aos transmissores e distribuidores. Além deste haverá um mercado *spot*, esquematizado na figura 12, formado por uma parcela de energia não-contratada<sup>95</sup> que será atendida pela energia garantida excedente e pela energia não-garantida oferecida pelo sistema, a uma tarifa com base no custo marginal de operação, que é consequência do processo que determina a operação otimizada.

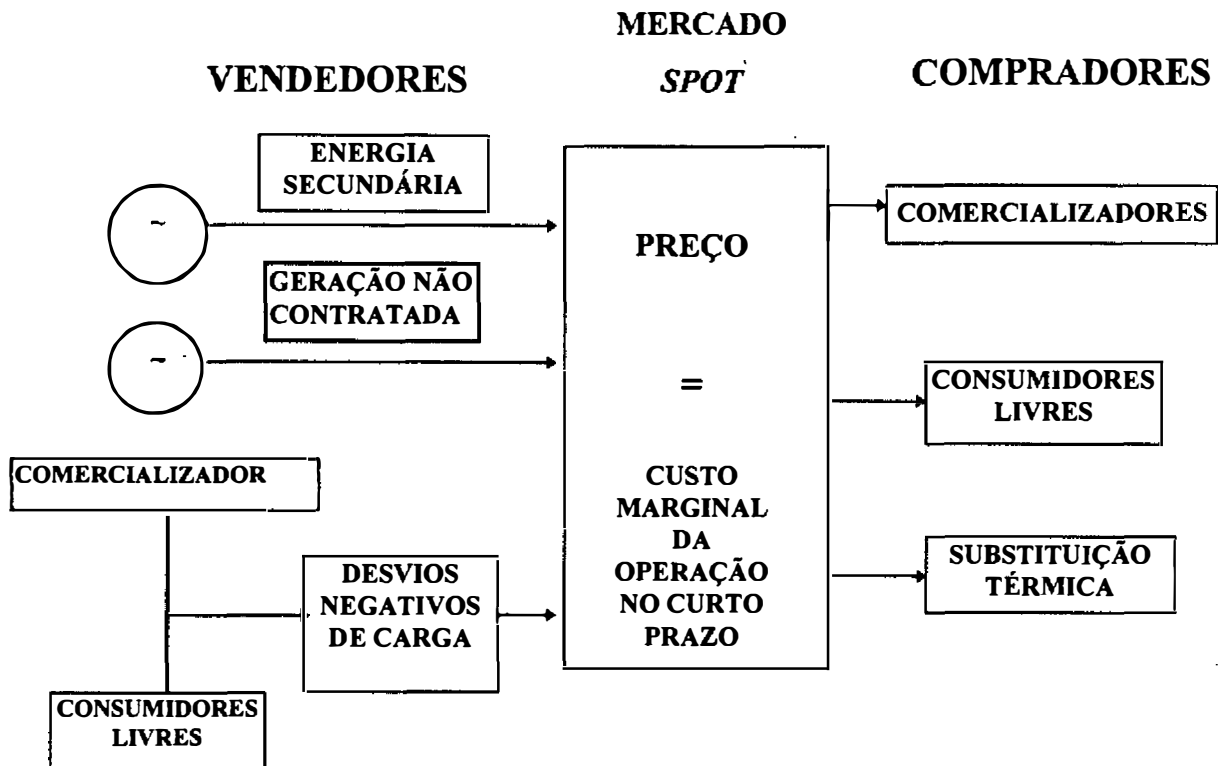
Operar esse sistema de forma otimizada significaria exercer um controle centralizado como atualmente é realizado pelo GCOI. A composição de um coordenador e a forma como serão exercidas suas funções poderiam levar a um modelo extremamente centralizado com características de concentração de poder equivalentes à exercida pela ELETROBRÁS atualmente, o que não seria compatível com a intenção de transferir aos agentes privados e ao mercado as funções de coordenação do sistema elétrico.

Uma alternativa à centralização excessiva de poder seria o modelo no qual o coordenador operacional não tenha participação acionária em agentes ativos (geradores ou comercializadores) desse mercado e que esteja intimamente vinculado à operação do sistema de transmissão, pois o despacho de cargas estará submetido a manutenções, desligamentos e restrições da referida rede. Nesse caso, seria mais eficiente se essas funções fossem exercidas por um único operador, que, em geral, tem sido nomeado de Operador Independente do Sistema (OIS). Ademais, os geradores não teriam autonomia para definir a produção de suas usinas e estariam alternando gerações acima e abaixo de suas produções firmes contratadas, de forma a se compensarem e atenderem ao requisito total do mercado.

<sup>94</sup> As considerações que seguem estão baseadas no Working Papers A1, A2, B3, B4 e C1 preparados pela *Copers & Lybrand*. Quando este relatório já estava finalizado, a consultoria contratada pelo Ministério das Minas e Energia apresentou um balanço dos trabalhos realizados até julho e divulgou oficialmente um sumário executivo para discussão. O conteúdo desse documento não altera as análises feitas ao longo deste trabalho, mas introduz algumas modificações nos chamados contratos Iniciais, que alterariam os termos do exercício realizado neste item, ainda que não sua lógica geral. As principais alterações são: o prazo dos contratos entre geradores e distribuidores/comercializadores foi fixado em quinze anos; os contratos serão fixos por seis anos, mas a liberação de energia para contratação livre, a partir do sétimo ano, será feita à razão de 10,0% ao ano; não se estabelecem soluções específicas para os custos encaixados, a não ser para usinas nucleares, e não se prevêem mais relicitações, a não ser ao término dos prazos de concessão. De um modo geral, essas mudanças valorizam as empresas e as concessões existentes, o que é extremamente favorável para sua privatização, mas reduzem as possibilidades de maior concorrência no suprimento de energia.

<sup>95</sup> A parcela de energia não-contratada pode decorrer do crescimento de mercado maior que o previsto, redução da produção por geradores térmicos ou de autoprodutores com custos de operação maiores que o de mercado e de quantidades propositalmente não-contratadas por comercializadores.

FIGURA 12



Para iniciar o funcionamento desse novo mercado, a C&L está recomendando a elaboração de um conjunto de *contratos iniciais* entre geradores e distribuidores/comercializadores, cujas principais características listamos abaixo:

- os contratos iniciais rompem o conjunto de contratos vigentes. Será efetuado um conjunto de contratos iniciais associados a unidades geradoras específicas que cubram toda a geração existente (novas e velhas UHE, incluindo as pertencentes a empresas verticalizadas). Esses contratos terão a mesma duração das concessões das usinas a eles vinculados e, no final das mesmas, essas concessões serão relicitadas, dando origem a uma nova "rodada" de contratação de energia;

- a associação com usinas específicas permite que os contratos firmados com preços baixos sejam planejados para usinas com rendas econômicas e que contratos com preços próximos ao do custo marginal de longo prazo sejam planejados para usinas mais novas. Esses contratos, que não são para entrega física de energia da planta associada, possibilitam a formação, por parte de cada empresa distribuidora/comercializadora, de um portfólio de contratos com uma gama de geradoras, com preços, volumes e durações diferentes. De maneira que esse portfólio de contratos tenha um custo médio semelhante ao custo pago atualmente pela energia comprada;

- os contratos deverão ser garantidos em ambas as direções, ou seja, no caso de a energia necessária não ser produzida, a geradora terá de comprar o volume restante em um *pool*, a ser criado, e o comprador (distribuidoras ou grandes consumidores) que tenha excedentes de energia, terá de vendê-los também no *pool*;

- os volumes desses contratos serão fundados em estimativas correntes de energia garantida de cada planta geradora e seus preços serão planejados para assegurar que cada geradora cubra seus custos e que os atuais baixos custos das UHE sejam fixados em benefício dos consumidores por um período razoável de tempo;

- o volume de energia garantida será determinado pelo operador independente do sistema (a ser criado) de acordo com um conjunto de regras estabelecidas conforme o órgão regulador. Geradores e comercializadores terão liberdade para fazer contratos bilaterais adicionais para compensar potenciais volumes de energia sobre ou subcontratados. Os volumes dos contratos iniciais serão baseados no atual critério de 5% de risco de déficit;

- seus preços serão baseados no custo contábil anualizado de cada usina, incluindo a taxa de retorno de capital.<sup>96</sup> Será aplicado um termo de indexação para que os preços sejam constantes em termos reais;

- os contratos para plantas com custos encalhados (*stranded cost*) também serão precificados pelo custo contábil anualizado. A alocação desses contratos com preços elevados para os comercializadores será rigorosamente amarrada com a alocação dos contratos de baixo preço, para assegurar que seus impactos sejam diluídos;

- o volume total do contrato pode ser limitado em qualquer período determinado e, em sua determinação, as empresas de distribuição compensariam a demanda de energia contra volumes de contratos em ordem decrescente de preços, comprando energia não-coberta por contrato, do mercado *spot*. E, finalmente, os contratos de longo prazo existentes, tais como o de Itaipu, necessitariam ser acomodados nesse novo esquema; e

- a duração prevista para os contratos iniciais é de cinco a vinte anos; os contratos de menor duração serão aqueles de plantas hidráulicas com preços próximos ao CMLP. Os de longa duração serão aqueles de plantas com custo baixo e as com custos encalhados, para assegurar os benefícios aos consumidores, por um longo período, dos baixos (líquidos) custos da geração.

- Uma vez adotado, esse tipo de amarração contratual permitirá, por um período razoável de tempo, que os agentes envolvidos adaptem-se à operação do novo mercado atacadista de energia, proporcionando uma transição gradual das tarifas de geração para níveis econômicos através do *mix* de preço da energia. Como este *mix* será formado nos distribuidores/comercializadores, os consumidores não observarão flutuações significativas no preço final. Além disso, poderá ser uma possível alternativa para amenizar o problema dos custos encalhados; e, mantidas as características do modelo de otimização, poderá permitir, também, uma alternativa para introdução de mecanismos transitórios que viabilizem a manutenção e implantação de UTE.

As maiores críticas a essa proposta são o possível “engessamento” do mercado através de limitação à introdução de pressões competitivas e, no curto prazo, a introdução de alguns obstáculos às privatizações dos ativos existentes de geração definidos nos programas federal e estaduais de desestatização.

O argumento que minimiza o problema da limitação da competitividade neste mercado é o de que ao longo do período de vigência desses contratos, supondo que a duração dos mesmos seja de

<sup>96</sup> A qualidade dos dados contábeis deverá passar por uma revisão antes de se estabelecerem os preços dos contratos iniciais. Caso os dados sejam de baixa qualidade, os preços dos atuais contratos serão usados interinamente.

cinco, dez e vinte anos, como inicialmente sugeridos pela C&L,<sup>97</sup> parcelas de energia produzida vinculadas às usinas cujas concessões forem extinguindo-se estarão sendo relicitadas e terão seus preços liberados. Quantidades estas que seriam adicionadas aos montantes previstos de crescimento de mercado, também contratados a preço de mercado. Isso levaria que, ao cabo dos vinte anos, todos os proprietários de plantas de geração submetidos a esses contratos, mais a quantidade adicionada pelo crescimento de mercado, estariam com preços liberados.

Apesar da dificuldade de se fazer uma avaliação rigorosa do maior ou menor grau de "engessamento" do mercado, tenta-se, aqui, através de um exercício simplificado, mostrar a quantidade de energia que seria liberada à medida que as unidades geradoras tenham seus contratos iniciais encerrados e, portanto, suas concessões relicitadas. Supõe-se que: seja possível a formação de três blocos de energia (o primeiro para contratos iniciais de cinco, o segundo para dez e o terceiro para vinte anos) que seriam contratados por todos os distribuidores/comercializadores; cada um desses blocos represente um terço da capacidade instalada atual; a quantidade de energia contratada de cada bloco tenha o mesmo peso relativo para cada distribuidor/comercializador; e os mercados de energia, em 1997 e suas perspectivas de crescimento estariam sendo contratadas a preço de mercado, cujas previsões estão representadas na tabela 16.

TABELA 16  
Evolução da Carga Própria de Energia

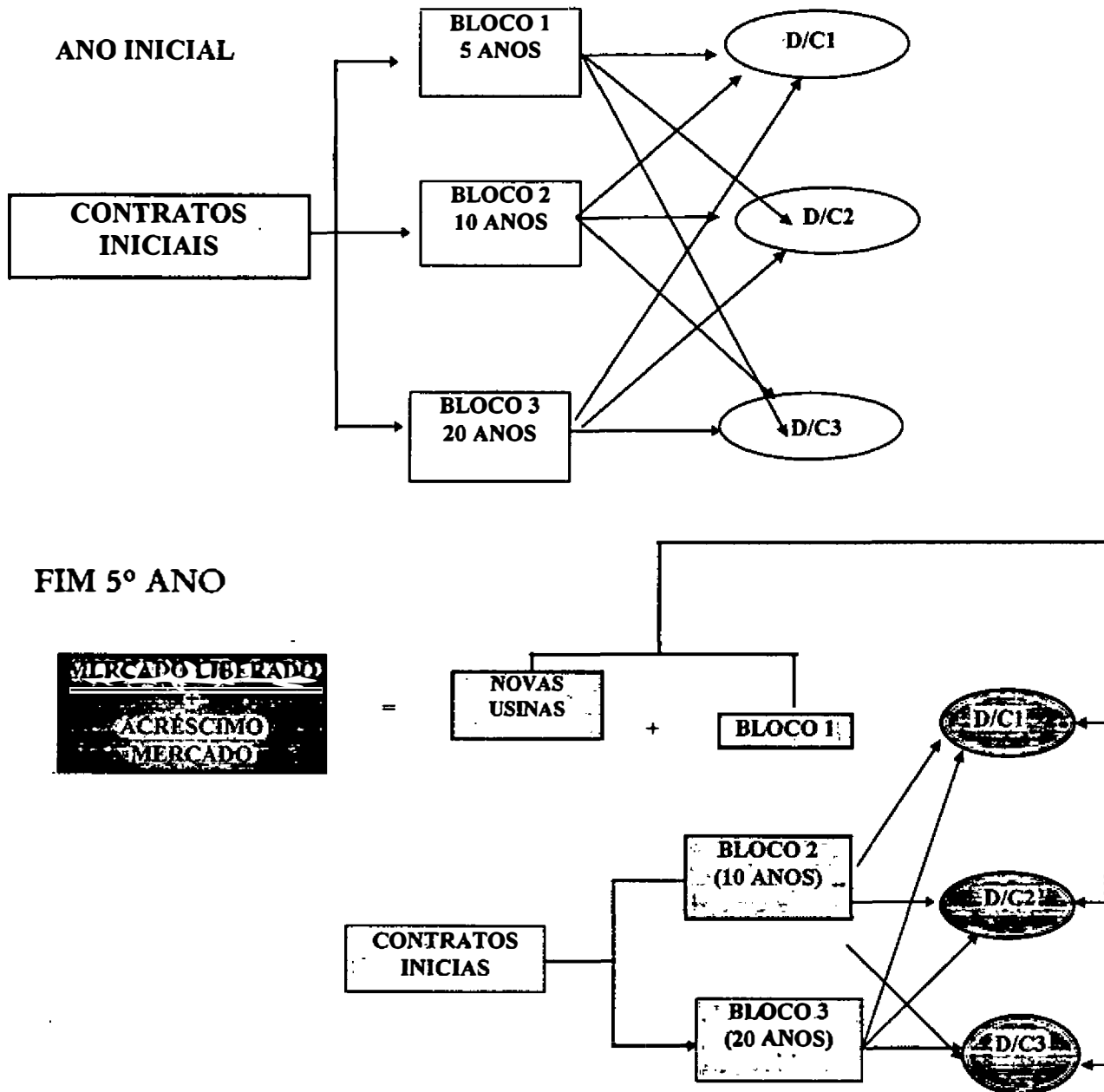
REGIÃO	1997		1998		1999		2000		2001	
	MW MED	VAR %	MW MED	VAR %	MW MED	VAR %	MW MED	VAR %	MW MED	VAR %
SE/CO	22.029	2,8	22.957	4,2	23.760	3,4	24.425	2,7	25.285	3,5
SUL	5.530	5,9	5.852	5,8	6.180	5,6	6.545	5,9	6.921	5,7
NE	5.055	6,0	5.308	5,0	5.671	6,8	5.970	5,2	6.242	4,6
NO	2.257	2,4	2.321	2,8	2.368	2,0	2.485	4,9	2.785	12,0
BRASIL	34.870	3,7	36.437	4,4	37.979	4,2	39.425	3,8	41.236	4,5

Fonte: Plano de Operação 1997 - GCOI/ELETOBRÁS.

Nos próximos cinco anos é previsto um crescimento 18% da carga própria de energia, que representa 6.366 MW-med. Além disso, outros 11.623 MW-med, correspondentes a um terço da carga atual, estariam sendo relicitados e contratados aos produtores ao preço de mercado ao fim deste primeiro período, o que representará, aproximadamente, 44% do total da carga própria de energia. Ao fim de dez anos, mais de 75% da energia no atacado terá preços livremente acordados entre os contratantes, conforme pode-se observar no diagrama esquemático apresentado na figura 13.

<sup>97</sup> Esses prazos podem ser redefinidos dependendo da velocidade que se queira dar ao processo de se atingir o preço de mercado.

FIGURA 13



Assim, com relação à limitação da introdução de pressões competitivas, o que se pode afirmar é que, dadas as características intrínsecas ao SEB, que para sua otimização operacional, como visto anteriormente, deverá ter seus despachos definidos de forma centralizada, a competição existirá apenas na comercialização aos consumidores finais e no processo de contratação da energia pelos distribuidores/comercializadores junto aos geradores. Pois, na ponta do atacado, a necessidade de os empreendedores interessados em produção de energia estarem contratados na origem do projeto levará a

que o processo competitivo seja comandado pelos distribuidores/comercializadores, que serão o elemento estruturador e organizador de mercados locais via *mix* de preços de compras de energia.

Entretanto, enquanto as UHE produzirem energia a custos mais baixos que as UTE, a concorrência estará dando-se apenas no processo licitatório para outorga de concessão e os geradores terão um mercado garantido. Na ponta de venda no varejo, a pressão competitiva se implantará à medida em que os consumidores livres tornem-se parte expressiva do mercado. A disputa pelos mesmos levará a um ganho de eficiência, que implicará provavelmente redução das margens existentes.

Quanto à questão da privatização dos ativos existentes de geração, os obstáculos a serem enfrentados, no curto prazo, com a introdução desse mecanismo, são: o menor interesse que despertará no investidor a imobilização de seus recursos, com o intuito de tornar-se agente de um processo produtivo, diante da perspectiva de, em cinco anos, ser obrigado a disputar novamente a mesma concessão; a incerteza quanto à indenização relativa ao fluxo não realizado pelo investidor, que deverá ser paga pelo poder concedente, com base no pagamento devido pelo novo concessionário.

Essa solução, de qualquer modo, não inviabiliza parcerias para conclusão das obras iniciadas nem novos projetos de geração, dado que os contratos iniciais restringem-se às usinas existentes. Ao contrário, poderá ser utilizada como um mecanismo de indução, no médio prazo, para que fluxos de capitais dirijam-se a esses empreendimentos ao invés de dirigirem-se à compra de ativos existentes de geração.

Ademais, tal solução torna questionável a necessidade de apressar a privatização das UHE em um primeiro momento, principalmente se for dada uma solução via tarifária para os custos encalhados. Existe também uma competição direta por esses fluxos de capitais por parte das atrativas companhias distribuidoras, cuja privatização é prioritária para a consolidação do novo mercado, e os montantes de recursos envolvidos nas vendas desses ativos é bastante representativo, principalmente no Estado de São Paulo, que equivale a 35% do mercado brasileiro.

Em termos de volume de recursos, calcula-se que as expansões de geração e transmissão necessárias, agregadas à privatização das distribuidoras, atrairiam investimentos superiores a R\$ 50 bilhões nos próximos cinco anos. Ao fim desse prazo, com o término do primeiro conjunto de contratos iniciais e a conseqüente relicitação das unidades de geração a eles alocadas, usando os números apresentados no exercício acima realizado, seriam captados algo em torno de R\$ 15 a R\$ 20 bilhões.

Com relação aos custos encalhados, dois caminhos distintos poderiam ser tomados. De um lado, as empresas nas quais eles existem os assumiriam integralmente como prejuízos. Como essas empresas são estatais federais e estaduais, isso significaria que todos os contribuintes da União ou dos referidos Estados seriam os financiadores, em última instância, do ajuste patrimonial dessas empresas.<sup>98</sup> Do outro, o próprio setor se responsabilizaria pela internalização dos custos que poderia ocorrer de três formas: primeiro, através da elevação das tarifas; segundo, cobrando diretamente dos consumidores alocados às unidades geradoras; e terceiro, distribuindo esses custos ao sistema interligado.

Entretanto, a transferência da responsabilidade para as empresas nas quais existem esses problemas, independente da existência de problemas de gestão e de malversação de recursos, pressuporia a total descentralização do planejamento da expansão e liberdade tarifária à época da realização desses projetos, o que não foi o caso brasileiro, no qual o planejamento foi centralizado e os custos aprovados pelo órgão regulador.

<sup>98</sup> Outra solução seria o Tesouro Federal ou Estadual assumirem esses custos no momento da privatização, como foi feito na Inglaterra, Argentina e no caso das usinas nucleares brasileiras.

Por outro lado, se a solução a ser adotada for repartida por todo o sistema interligado, por exemplo através do esquema dos contratos iniciais, sua aplicação implicaria a determinação, inicialmente, da necessidade tarifária de cada unidade de geração (UHE) para a consecução de seu equilíbrio econômico-financeiro. O valor médio de todas as unidades seria o preço *mix* que os distribuidores/comercializadores pagariam pela energia comprada.

Embora seja uma solução de difícil aceitação política, dado que algumas distribuidoras estaduais adquirem energia de geradoras próprias a preços convenientes, como por exemplo CEMIG e COPEL, no início do funcionamento do novo modelo, esses teriam um aumento de custo por conta da necessidade de absorver energia de supridores com custos elevados.

Faz-se, no entanto, a seguir, um exercício para examinar a viabilidade da utilização desse mecanismo.

Tomaremos como exemplo a CESP, responsável pelas obras de geração mais recentes e que apresenta os custos encaixados mais representativos do sistema S/SE. Com base em seu Balanço Patrimonial de 1996 e dados sobre a produção, segundo o Plano de Operação de 1997 do GCOI, busca-se determinar o patamar de um preço médio a ser aplicado ao sistema interligado S/SE, que a viabilizaria.

Imaginando-se um fluxo necessário para a amortização da dívida e pagamento dos custos financeiros, para um período de concessão prorrogada de vinte anos, tomam-se como premissa os seguintes dados:

- exigível total da CESP: R\$ 11.997 milhões;
- exigível referente a empréstimos e financiamento: R\$ 9.090 milhões;
- encargos e despesas financeiras totais: R\$ 962 milhões;
- encargos referentes a ativos em serviço e obras: R\$ 658 milhões; e
- tarifa média de geração, segundo relatório WPA1 da Coopers & Lybrand: R\$ 32 /MWh.

TABELA 17  
Geração garantida do sistema s/se

	Energia garantida	Participação
CESP	5.476 MW-MED	28 %
DEMAIS	13.914 MW-MED	72 %
SUL/SUDESTE	19390 MW-MED	100 %

Fonte : Plano de Operação GCOI/ELETOBRÁS.

Os fluxos médios necessários seriam próximos a R\$ 1 bilhão/ano ao longo de vinte anos, para o exigível total, e quase R\$ 800 milhões/ano para fazer frente aos empréstimos e financiamentos. Como consequência, os níveis médios tarifários a serem praticados seriam de R\$ 38 /MWh e R\$ 36,5 /MWh, respectivamente. Considerando outros custos a recuperar neste sistema, poder-se-ia chegar a algo em torno de R\$ 40 /MWh para a geração.

Se considerarmos um valor aproximado de R\$ 5/MWh como custo médio da rede de transmissão, o custo final da energia para os comercializadores alcançaria cerca de R\$ 45/MWh.

Como o preço médio de venda aos consumidores finais situa-se atualmente acima de R\$ 80/MWh, os distribuidores ainda manteriam uma margem de comercialização de quase 80%, equivalente a R\$ 35 /MWh.<sup>99</sup>

Esse *mix* tarifário considera as concessões com prorrogação de vinte anos e permitiria a recuperação do capital nesse período. Se as concessões forem relicitadas antes do término desse prazo, a parte não-integralizada de fluxo de rendimentos teria que ser paga aos proprietários das concessões. Uma solução que integralize o capital dentro dos prazos dos novos contratos causaria inevitavelmente um aumento tarifário que poderia se refletir nos preços finais ao consumidor.

Entretanto, algumas ações ainda poderiam ser feitas eliminando-se subsídios cruzados, como os que fazem jus os grandes consumidores, conectados nas tensões de 230 KV e 138 KV, além da redução ou extinção da contribuição regulamentar referente à RGR, que poderiam permitir as acomodações necessárias.

Quanto à questão dos elevados riscos de déficit aos quais o sistema está sujeito, a solução via criação de um mecanismo que viabilize a introdução de usinas termelétricas no curto prazo pode ser buscada neste modelo de transição.

Um primeiro passo, apontado pela C&L, seria alterar a legislação para que a geração termelétrica exija apenas autorização e não outorga de concessão. No entanto, enquanto os custos dessas plantas situarem-se acima do custo marginal de expansão das hidrelétricas, inviabiliza-se qualquer movimento do mercado em direção a esses empreendimentos.

O preço de venda da energia contratada oriunda das unidades térmicas existentes em operação está inserido num *mix* e equivale aos das hidrelétricas, dada a existência do mecanismo de reembolso dos custos com combustíveis através da Conta Consumo de Combustíveis (CCC). Sem este mecanismo inviabilizam-se as concessionárias com UTE, que têm, na atual conjuntura, função complementar à geração hidrelétrica. Embora, como já dito anteriormente, num mercado competitivo não seja adequada a existência de subsídios, alguma solução terá que ser criada para viabilizar as térmicas existentes e as que poderiam se instalar no horizonte emergencial.

Se a geração termoelétrica for definida como uma contratação obrigatória das distribuidoras, os consumidores continuariam arcando com os mesmos encargos em suas tarifas, que hoje são repassados via CCC, sem nenhum efeito no *mix* de preços proposto pelos contratos iniciais.

De modo a incentivar novos empreendimentos termelétricos, como forma de resolver o problema de oferta de energia dos próximos três anos, estes poderiam ter tratamento semelhante ao dado às existentes. Esse novo bloco de energia térmica necessário poderia ser licitado a partir de um preço máximo a ser pago por ele. Os contratos iniciais, no caso das térmicas, seriam definidos para um prazo necessário a sua introdução competitiva no mercado. Enquanto isso, teriam seus custos diluídos no *mix* tarifário, na mesma linha da solução que poderia ser adotada para os custos encaixados.

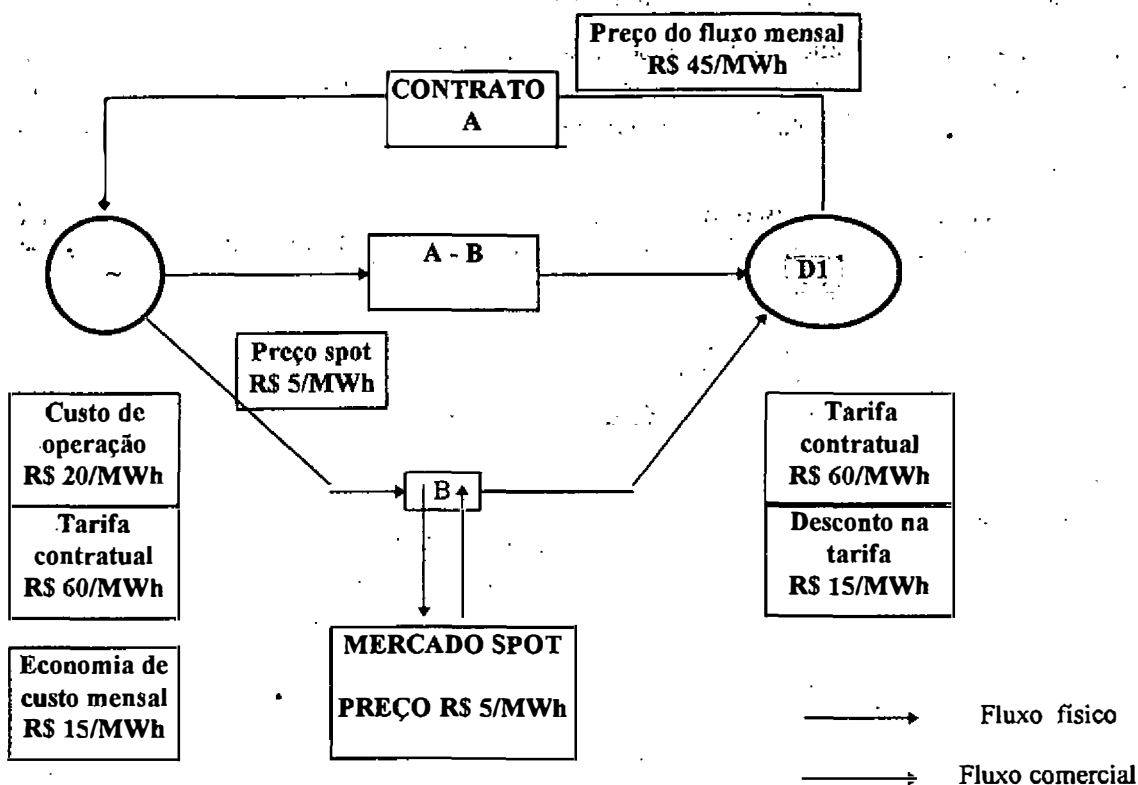
Com isso, o sistema se adequaria a um nível de risco aceitável de déficit e os consumidores poderiam ter parte da parcela de custos referentes às térmicas reduzidos pela ocorrência de energia secundária no sistema. Pois, conforme mostra o exemplo apresentado na figura 14, o bloco de geração térmica, cujo custo de operação (R\$ 20/MWh) fosse maior que o custo marginal de curto prazo do mercado *spot* (no exemplo arbitrado em R\$ 5/MWh), seria obrigatoriamente substituído pela ener-

<sup>99</sup> Pelo relatório Working Paper B3, da C&L, a margem obtida da análise da estrutura de custo marginal do sudeste foi de aproximadamente 46%, sendo o custo marginal de fornecimento R\$ 101,4/MWh e de suprimento R\$ 69,5/MWh.



gia não-garantida e os distribuidores/comercializadores teriam uma redução em suas faturas (de R\$ 60 para R\$ 45/MWh), correspondente à diferença entre o preço de mercado *spot* e o da operação térmica, basicamente determinada pelo combustível, que seria então repassada imediatamente a todos os consumidores, de acordo com a parametria do custo de cada comercializador.

FIGURA 14



A perspectiva de introdução de usinas térmicas com preços competitivos pode ser analisada a partir de uma avaliação do custo de combustível que as viabilize, conforme apresentado na tabela 18. Para isso considerou-se: custo marginal de expansão da produção de referência R\$ 45/MWh, custo de investimento de R\$ 600 / KW, e período para o retorno do investimento de trinta anos.

TABELA 18  
Análise de Viabilidade das Térmicas

Investimento R\$ mil	Potência MW	F. Carga %	TIR %	Custos Unitários R\$/MWh			C. Total R\$/MWh
				Cap (1)	Comb	O&M	
600.000	1.000	80	15	20,5	20,0	4,5	45,0
600.000	1.000	80	20	30,5	10,0	4,5	45,0
600.000	1.000	80	20	26,5	20,0	4,5	51,0
600.000	1.000	80	15	20,5	30,0	4,5	55,0
600.000	1.000	80	20	27,5	30,0	4,5	62,0

Fonte: GT/Gás ELETROBRÁS.

(1) O custo CAP agrega, além do capital, contribuições regulamentares e tributárias.

No primeiro caso, para um preço competitivo com as centrais hidráulicas, pode-se observar que, para uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 15 %, a despesa unitária com combustível seria de R\$ 20 /MWh, no mesmo patamar de preços previstos para o custo do gás boliviano. Para um retorno de 20 %, o custo unitário dessas plantas estaria acima do custo marginal de referência. No entanto, essas usinas térmicas se localizarão nos centros de carga e por isso terão custos de transporte de energia muito baixos, o que as torna competitivas.

Entretanto, a potência de energia térmica a gás passível de exploração nos próximos cinco anos já está considerada no planejamento da expansão elaborado pelo GCPS. Como solução emergencial, outros tipos de térmicas deveriam ser introduzidas e, para uma expansão a médio prazo, outras fontes desse combustível precisarão ser desenvolvidas.

Tomando-se por base os custos de combustíveis apresentados no Plano de Operação 1997, referentes a usinas térmicas representativas como S. Cruz (óleo) e J. Lacerda (carvão), determinam-se os preços apresentados nas duas últimas hipóteses da tabela 17. Portanto, conclui-se que tanto para as unidades termoelétricas existentes, como para as que venham ser implantadas no curto prazo, a solução descrita anteriormente seria adequada.

### 5.3 Aspectos Relativos à Estrutura Produtiva dos Agentes do Novo Mercado

O desenvolvimento de um arcabouço institucional e regulatório para a ISEB deve ter em conta as características cada uma de suas etapas da ISE. Nesta seção analisaremos: os fluxos de energia entre geradores decorrentes do processo de otimização do sistema; o adicional de energia garantida oriundo de novas UHE a montante de uma mesma bacia hidrográfica; a estrutura da transmissão que permita a eficiência alocativa de cargas e de usinas geradoras; a estrutura da comercialização para que se alcance a competição no varejo; e a estrutura do OIS que permita a operacionalização eficiente do mercado.

#### 5.3.1 Geração

As UTE podem ser classificadas como um empreendimento comum, pois não envolvem utilização conjugada de insumos, constituindo-se, portanto, em um ambiente propício à entrada de produtores independentes. Logo, apenas uma licença deveria ser requerida para seu funcionamento, na qual seriam observados os aspectos ambientais e técnicos. Já no caso das hidroelétricas, os recursos hídricos são de uso múltiplo, caracterizando-se como um bem público. Neste caso, a concessão através de licitação é indispensável, em especial quando se refiram a empreendimentos de porte, que afetam outros produtores ou outras áreas da sociedade. Como previsto atualmente em lei, os pequenos empreendimentos hidrelétricos deverão ser objeto de apenas uma autorização.

A energia garantida que cada empreendimento terá disponível para a contratação seria definida segundo critério probabilístico, que poderia estar baseado nos mesmos conceitos utilizados atualmente para a determinação da energia garantida no GCOI e GCPS<sup>100</sup> e deveria ser informado no edital de licitação.

Diferentemente das termoelétricas, as hidroelétricas utilizam recursos comuns na operação de suas plantas. A água que deflui de uma usina é a mesma que fará girar as turbinas das usinas a jusante. Logo, novas plantas a montante na cascata de uma bacia hidrográfica influenciarão a energia garantida de uma usina a jusante pela regularização da água proporcionada pelo novo reservatório.

<sup>100</sup> A energia garantida para contratação é definida a partir de um modelo de simulação do sistema hidrotermoelétrico, com 2000 séries de vazões, admitindo-se um risco de 5% déficit.

Quando isso ocorrer, o novo gerador deverá ser remunerado, de alguma forma, pelo ganho energético trazido às outras unidades.

Se toda a produção firme adicional for alocada à nova usina, as centrais onde estiverem localizados os ganhos estariam produzindo energia garantida em seus aproveitamentos para outros geradores, sem serem remuneradas por isso. Se, por outro lado, a quantidade de energia garantida adicional for alocada às unidades que efetivamente apresentaram ganhos dessa energia, estas se configurarão receita adicional resultante de investimentos de outros geradores.<sup>101</sup> Na hipótese de se manterem os ganhos energéticos nas centrais onde efetivamente eles acontecem, os produtores existentes deveriam então participar dos custos do empreendimento na proporção de seus ganhos na energia garantida adicionada pelo novo empreendimento, o que permitiria uma redução do custo unitário do mesmo.

Sem dúvida esta última alternativa é a de mais fácil implantação operacional, entretanto pode esbarrar na incapacidade de investimento de algum elemento dessa cadeia. Assim, o poder concedente deverá buscar uma solução negocial ou até determinar que o adicional de uma determinada usina pertença à usina a montante, a partir da cobertura de custos proposta acima.

Imaginemos a hipótese de esse sistema ser totalmente desregulamentado e que os agentes econômicos venham a ter autonomia para produzir a quantidade que bem entenderem. Uma usina de cabeceira defluiria a quantidade de água necessária ao atendimento de seus contratos e, quando o preço no mercado *spot* fosse interessante, apresentaria oferta de energia secundária, disponibilizando mais água para as unidades rio abaixo. Se esse preço não for interessante, não haverá a disponibilização adicional de água, podendo inclusive esse gerador optar por armazenar o máximo possível de energia, fazendo com que num instante subsequente este preço se eleve, pela indisponibilidade de água a jusante e aí então ele teria energia secundária para oferecer. Desta forma esta unidade estaria com poder para manipular o preço do mercado de curto prazo, situação obviamente inaceitável.

### 5.3.2 Transmissão

Com o processo de desverticalização, as redes que compõem atualmente o sistema de transmissão foram segregadas a partir da identificação de três funções distintas. Um primeiro tipo, alocado na área de geração, é aquele cujo sistema de transporte de energia está ligado a apenas uma usina, tendo como objetivo permitir a injeção de sua produção em uma malha principal. Um segundo, é o sistema cuja função é o atendimento radial a uma carga ou grupo de cargas; e este tipo está inserido no “negócio distribuição”. E, por último, há o sistema que interliga diversas usinas e redes de distribuição; permitindo a racionalização e otimização da operação e cujos benefícios são usufruídos pelos consumidores e produtores do sistema interligado. Este tipo constitui-se no “negócio transmissão”, cuja operação está intimamente articulada ao despacho de carga do sistema. Nesse sentido, essa parte da rede de transmissão não poderia estar subordinada nem ao “negócio produção”, e nem a um “negócio distribuição” de energia. Aliás, por essa razão, o Decreto Lei nº 1717/95 a definiu como “rede básica” de transmissão para os sistemas interligados.

Na ISEB, contudo, essa atividade esteve até o momento conjugada à produção de energia; e os principais concessionários de geração são proprietários de ativos de transmissão. Na estrutura atual, na qual as maiores concessionárias, em particular as estaduais CESP, CEMIG, COPEL e CEEE, possuem ativos de transmissão, a formulação de um novo modelo para o sistema de transmissão será bastante

---

<sup>101</sup> No modelo atual isso acontece, pois o ganho fica alocado nas empresas de jusante que efetivamente geram a energia.

complexa, uma vez que os sistemas são interdependentes.<sup>102</sup> Para a efetivação do livre acesso do mercado a esse sistema, que deveria apresentar uma neutralidade diante do processo competitivo, será necessária a reestruturação patrimonial desses ativos, de forma que estes operem coordenados. Ademais, será necessário o desenvolvimento de uma metodologia de formação de preços para a malha como um todo, que trate de forma isonômica todos os agentes do mercado. Com relação aos custos relativos ao *Ancillary Services*<sup>103</sup> e à compensação das perdas inerentes à atividade de transmissão de energia elétrica, estes deveriam ser cobertos pela receita da rede básica e administrados pelo coordenador da operação da malha, o OIS.

Na Lei de Concessões, em vigor atualmente, a expansão do sistema de transmissão da rede básica será realizada através de licitações. Esse procedimento, cujo intuito é atrair capitais para o setor, implica a criação de mecanismos de garantia do fluxo de receitas para o concessionário, em especial devido ao fato de que essa malha estará sob controle estatal em um primeiro momento. A necessidade de expansão seria identificada pelo conjunto das concessionárias coordenadas pelo OIS e licitada pela ANEEL. A outra alternativa, na qual a licitação seria realizada pelo próprio condomínio – empresas proprietárias de ativos de transmissão na rede básica – ou pelo seu coordenador levaria a perda de confiabilidade no processo licitatório, uma vez que haveria conflito de interesses entre as empresas participantes.

A seguir, desenvolveremos algumas análises das possíveis formulações estruturais desse sistema e de aspectos conceituais para a elaboração de uma metodologia de preços, dentre as quais, as propostas da C&L.

#### *Empresas operacionalmente integradas e com autonomia de arrecadação*

As empresas concessionárias continuariam responsáveis pela operação de seus sistemas diretamente ou através de terceiros, organizados em um condomínio e submetidos a uma coordenação centralizada exercida pelo OIS.

Num primeiro momento, a simples desagregação dos custos dessas redes de transmissão da geração, numa mesma base de remuneração, permitiria configurar um sistema em que a receita tem origem nos contratos de suprimento entre geradores e distribuidores e/ou consumidores livres, independente dos fluxos físicos elétricos definidos a partir de uma operação otimizada.

Se cada empresa de transmissão, de forma independente, buscar nos geradores e distribuidores conectados à sua rede a remuneração de seus investimentos, bastaria então aplicar a tarifa correspondente ao selo resultante da divisão da receita necessária pela potência requerida ou injetada em sua rede.<sup>104</sup>

No modelo de planejamento centralizado e determinativo a utilização deste critério não afeta a expansão ótima da rede, pois o índice de mérito para a alocação de novas usinas ao sistema leva em consideração os aspectos da transmissão e o crescimento de cargas previstos.

Entretanto, se uma expansão for determinada pela necessidade de otimização do sistema hidrotérmico, não diretamente associado a contratos comerciais, a questão é de como se daria esta arrecadação

<sup>102</sup> Para enfrentar todas as questões levantadas, propostas estão sendo discutidas tanto pelas concessionárias federais quanto pelas estaduais, pois há uma grande preocupação dessas empresas em manter autonomia sobre a receita gerada por seus ativos.

<sup>103</sup> Serviços necessários à manutenção da estabilidade do sistema elétrico, como a reserva operativa, compensação de potência reativa e controle de frequência.

<sup>104</sup> Este procedimento é indiretamente utilizado hoje através das tarifas de suprimento contratuais, que agregam o custo *mix* de produção e o selo de transmissão das concessionárias.

dação. A receita necessária à recuperação do capital investido neste caso não será, pois, responsabilidade de um grupo específico de agentes. Todos os produtores, distribuidores e consumidores livres beneficiados nos sistemas envolvidos deveriam então remunerar esta rede através de contratos entre os concessionários em questão e todos os agentes do sistema interligado.

Uma alternativa seria a adoção de uma metodologia ponto a ponto para a identificação de preços, com base nos fluxos de potência identificados nas instalações de cada concessionário. Assim cada empresa de transmissão, a partir da definição dos pontos de injeção e retirada de energia, determinaria o peso de cada transação na utilização de seu sistema. Essa linha foi desenvolvida pelo Sintrel,<sup>105</sup> e tinha a principal preocupação de servir de parâmetro para análises de viabilidade de investimentos de autoprodutores e produtores independentes de energia.

Entretanto, surgiriam problemas referentes à sua aplicabilidade comercial, que demandariam análises caso a caso; resistência das concessionárias estaduais à determinação de seus preços pela ELETROBRÁS e a inadequação para a determinação dos custos a imputar a distribuidores<sup>106</sup> inviabilizaram sua utilização da forma como foi proposta à época.

Além do problema comercialmente complexo apresentado acima, em nenhuma dessas linhas aqui apresentadas seria aplicada uma política de preços racional para a rede básica como um todo. Pela interdependência dos sistemas, transações em uma concessionária poderão tornar necessários investimentos em outras. Portanto, as sinalizações autônomas internas às companhias poderia levar à desotimização da rede como um todo.

No novo ambiente, partirá do mercado a definição da expansão da geração. Assim é necessário que se sinalize a localização mais interessante para a produção e carga, para que a eficiência alocativa seja alcançada na rede, o que não é possível pela aplicação de selos por empresa.

Uma política tarifária eficiente torna-se mais complexa quando se tem como premissa a autonomia de faturamento das empresas de transmissão e, para que esta questão seja entendida com mais clareza, tomemos como base o diagrama apresentado na figura 15, em que são representadas as regiões físicas das companhias de transmissão e as regiões elétricas, não coincidentes com as que delimitam as empresas onde as condições de atendimento são semelhantes.

Consideraremos, também, para facilidade de análise, que as tarifas seriam aplicadas somente às cargas.

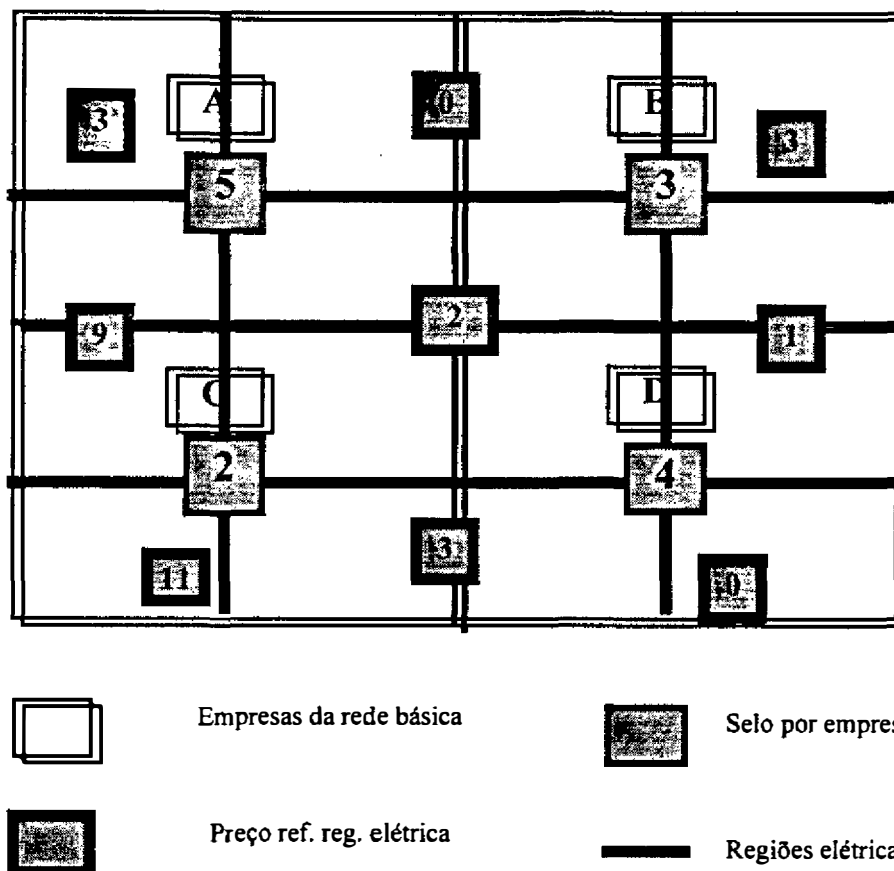
Sendo as companhias de transmissão operacionalmente independentes uma das outras, os preços que estariam sendo aplicados seriam os níveis médios necessários a cada uma, que na nossa rede básica fictícia são de R\$ 5/MWh, R\$ 3/MWh, R\$ 2/MWh e R\$ 4/MWh, respectivamente para as empresas A, B, C, D.

---

<sup>105</sup> O modelo SINTREL calcula, a partir dos custos contábeis e da variação de fluxos elétricos em cada elemento da rede, o preço de uma determinada transação de injeção e retirada de carga, com base na proporção desta, na utilização de cada equipamento.

<sup>106</sup> Por ser uma metodologia ponto a ponto, fica complexa a determinação dos preços na região de um distribuidor, que não tem determinado no bloco de energia adquirida o destino desta, portanto toda disponibilidade atende toda a carga, sem que se identifique a origem dos fluxos de cada uma.

FIGURA 15  
Rede Básica da Transmissão



Tomemos então como hipótese o caso em que um investidor estivesse analisando a viabilidade de uma planta industrial eletrointensiva de energia elétrica e que o custo de geração já estivesse definido, independente do local da rede onde se conecte.

Pela tabela de preços únicos por empresa o empreendedor escolheria a região correspondente à empresa C para a instalação de sua unidade fabril, pois esta sinaliza o custo mais baixo para o transporte, valores esses que podem estar relacionados com aspectos referentes às características das instalações, valores do terreno e concentração de carga.

Entretanto, pelos preços realçados em verde, que representam a aplicação das relatividades decorrentes das condições de atendimento, do ponto de vista da rede básica como um todo, observa-se que as áreas mais adequadas à entrada de carga no sistema encontram-se nas empresas A e D, onde estão regiões com custos nulos.

A aplicação dos preços por região elétrica não garantiria às companhias as receitas necessárias a suas remunerações. Conclui-se que a empresa D teria uma arrecadação aquém das suas necessidades, enquanto a C teria um faturamento adicional.<sup>107</sup>

Para que se mantenha a premissa de autonomia, uma solução seria a homologação pelo órgão regulador de uma espécie de faturamento de otimização, a ser aplicado pelas concessionárias que estivessem subarrecadando, segundo quantidades indicadas ao início de cada ano pelo OIS.<sup>108</sup>

### *Empresas operacionalmente integradas sem autonomia de arrecadação*

Manter-se-ia a operação integrada de todas as empresas de transmissão com ativos na rede básica, não só visando à operação e ao planejamento da expansão, como também ao faturamento centralizado dos clientes executado pelo OIS, que continuaria permitindo a aplicação de um nível tarifário com sinalizações de preços.

Para evitar o mecanismo de repasse prejudicial ao objetivo de atração de capital externo, o OIS, embora responsável pela emissão de faturas, não teria a função de administrar a receita. A partir de participações definidas pela ANEEL, de forma a proporcionar o atendimento das necessidades de cada empresa, poderia ser criada uma caixa de compensação, de onde as receitas fossem automaticamente creditadas às concessionárias transmissoras de energia.

Portanto, seria uma solução menos problemática de ser aplicada que a opção A, e permitiria a efetivação de uma política de preços com eficiência alocativa para a rede, com os proprietários de ativos de transmissão pertencentes à rede básica tendo uma relativa autonomia de suas receitas através de uma caixa de compensação.

A questão mais polêmica é a da manutenção ou não da responsabilidade da operação e manutenção dos ativos de transmissão com seus proprietários. No caso de se manter essa responsabilidade, teria como vantagem a maior confiança para atrair os investidores privados. Porém, correr-se-ia o risco de depender da boa vontade das empresas de transmissão, principalmente das que porventura permaneçam verticalizadas, em atender ordens de operação da rede, que fossem contrárias a seus interesses, emitidas pelo OIS, tais como: desligamentos de carga para melhorar o funcionamento do sistema como um todo com prejuízo de sua otimização.

### *Empresa única formada pelo conjunto de ativos da rede básica*

Essa alternativa foi proposta inicialmente pela C&L;<sup>109</sup> entretanto algumas desvantagens significativas podem ser identificadas. A primeira refere-se à resistência política que os estados imporiam à total perda de controle operacional de suas malhas de transmissão. A segunda diz respeito à atração de capital privado para a expansão do sistema. Investidores acionistas da empresa nacional seriam remunerados a partir dos lucros de uma empresa que, além de não-operacionalizada por eles, teria a participação predominante do governo federal e, por certo, com a remuneração sujeita a um forte

<sup>107</sup> A concessionária D emitiria faturas aos clientes de sua rede aos preços unitários de R\$ 3, R\$ 2, R\$ 1 e R\$ 0 por megawatt-hora (MWh), nenhum deles superior à sua necessidade média de R\$ 4. A empresa C, ao contrário, emitiria faturas ao preço por MWh de R\$ 9, R\$ 11, R\$ 3, R\$ 2, que em média resultarão em uma tarifa superior a R\$ 2/MWh.

<sup>108</sup> Este faturamento de otimização resolveria a questão de concessionários que interconectem sistemas de transmissão distintos e que por isso não teriam geradores nem comercializadores ou consumidores livres diretamente alocados a eles.

<sup>109</sup> Working papers A1 e A2.

controle do poder concedente.<sup>110</sup> A terceira, decorrente da segunda, é que essa formulação não levaria à consecução do objetivo de eficiência econômica na fase de expansão. O afastamento do capital privado forçará os investimentos internos, inexistindo a competição entre projetos, permanecendo ainda a possibilidade da manutenção da questão relativa aos custos mais elevados nas obras, quando o contratante é um órgão governamental.

### 5.3.3 Distribuição/Comercialização

A parte da malha de transporte de energia elétrica que não se destina à troca de energia entre fontes geradoras e sistema é definida como Rede de Distribuição.

Os consumidores estarão conectados a esta malha, com exceção de alguns consumidores livres alocados na rede básica, e pagarão um pedágio através de fatura emitida pelo comercializador.

A política tarifária da distribuição, com base em pedágios por nível de tensão, teria seu desenvolvimento facilitado, pois seria uma evolução da metodologia atualmente aplicada ao Fornecimento, que estrutura os preços por nível de tensão e períodos sazonais do dia e do ano,<sup>111</sup> com base nos custos da estrutura de custos marginais de expansão do sistema.

Outros modelos poderiam ser discutidos como evolução do acima explicitado, que levassem em conta a parte da rede efetivamente utilizada pelos clientes de uma determinada região e nível de tensão, a partir de uma estruturação semelhante à proposta para a rede básica, facilitada pela característica radial deste sistema.

Se identificadas as áreas a partir da segregação em subsistemas atendidos pela mesma origem, pode-se determinar estes preços regionalizados por nível de tensão.

A figura 16 mostra os fluxos elétricos típicos nessas redes. A energia é injetada em níveis de tensão mais elevados e é transformada para tensões mais baixas, sendo que existem consumidores alocados em voltagens mais altas, utilizando menos o sistema que, por exemplo, os clientes residenciais.

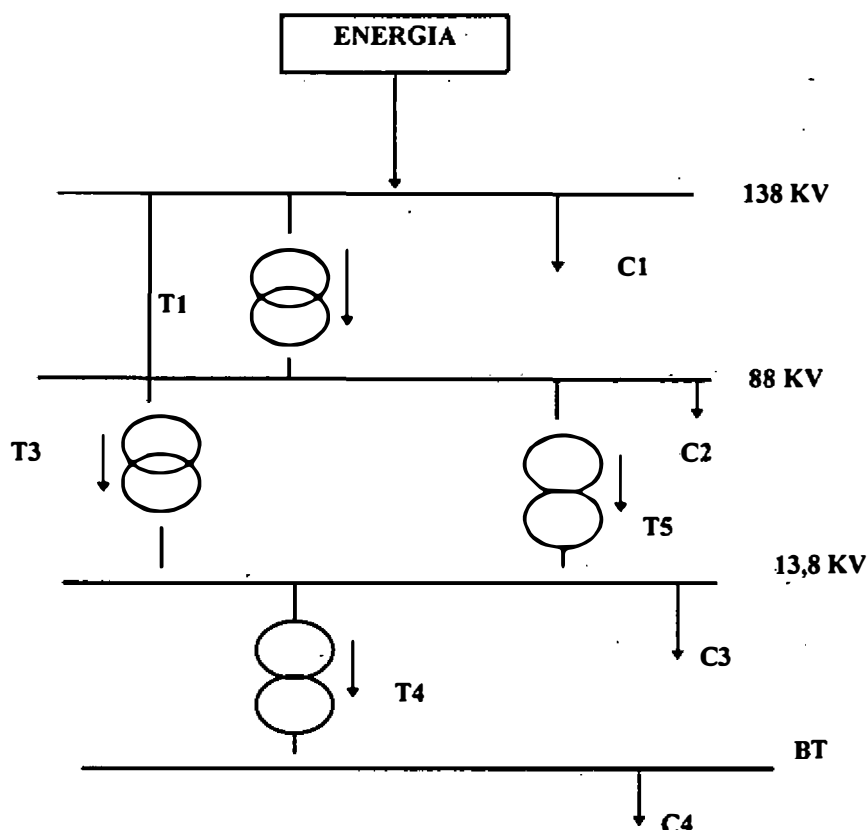
---

<sup>110</sup> As malhas da rede básica de Furnas, ELETROSUL, CHESF e ELETRONORTE têm ativos mais representativos que os estaduais ou privados.

<sup>111</sup> Períodos de ponta (máxima demanda) e fora de ponta no dia, e períodos pluviométricos secos (maio – novembro) e úmidos (dezembro – abril).



FIGURA 16



O custo de atendimento na tensão de 138 KV (C1) será o custo referente à utilização desta rede ou, se aplicada a sinalização com base em custos marginais, um preço que reflita a utilização e o custo de expansão deste trecho.

O custo C3, referente ao atendimento no 13,8 KV, refletirá os custos da rede de 138 KV agregado ao de transformação oriundo desse nível (T3), na proporção que o mesmo tem como fonte de atendimento ao 13,8 KV e os acumulados na rede de 88 KV somado ao de transformação desse nível para o 13,8 KV (T5).

No mesmo conceito de neutralidade da rede básica insere-se a malha de distribuição monopolística por natureza. Para que se introduzam pressões competitivas na entrega de energia aos consumidores finais, é preciso dissociar totalmente a comercialização do negócio distribuição, dando a possibilidade de que mais de um varejista venda energia numa mesma região.

O desmembramento contábil das atuais concessionárias, em que se identifiquem as unidades de comercialização regionais (CR), como proposto pela Coopers & Lybrand, é fundamental ao processo competitivo.

De outro lado, não adiantaria o aparecimento de diversos comercializadores, sem a contrapartida da massificação dos consumidores livres.

A Lei nº 9.074/95 determina que no ano 2000 todos os consumidores alocados nas tensões acima de 69 KV e com demanda máxima superior a 3 MW serão CL. Hoje, apenas os existentes com carga superior a 10 MW e os novos acima de 3 MW são considerados CL. Consideramos algumas medidas necessárias para que se dinamize essa concorrência. Para que se alcancem esses objetivos, é necessário aumentar de forma mais acelerada o conjunto de consumidores livres e, por conseguinte, incentivar o aparecimento de novos comercializadores independentes. Esses limites deverão ser rebaixados, para que se crie um conjunto de consumidores que leve à efetiva competição entre os comercializadores.

No entanto, mesmo com a identificação clara dos negócios de comercialização dentro das distribuidoras, o aparecimento de comercializadores independentes poderia ser prejudicado pelas dificuldades que podem ser impostas pelos atuais concessionários, para a conexão em suas redes de um concorrente de um negócio controlado por elas.

Portanto, seria salutar que na venda das companhias de distribuição ou quando forem relicitadas, sejam divididas como dois negócios distintos e separadamente ofertadas, o que sem dúvida deverá acirrar as resistências políticas ao modelo.

Além disso, no período transitório, é preciso que os consumidores livres tenham limitada a escolha de seus fornecedores aos comercializadores, pois neles estará sendo feito o *mix* tarifário. A alternativa dada a esses consumidores de contratar diretamente com os geradores no início do processo, daria a eles uma vantagem competitiva sobre os seus novos concorrentes que pretendessem entrar no mercado, dada a diferenciação do custo de energia. Os novos consumidores estariam contratando ao custo marginal, com certeza maior que valor médio da geração.

Essas ações trariam pressões para redução das margens das distribuidoras atuais, que cobram em média ao consumidor final o dobro do valor pago pela energia adquirida, o que equivale dizer que a operação e remuneração dos ativos de suas redes é equivalente ao custo de geração somado ao de transmissão em alta tensão. Essas reduções possibilitariam que fossem por elas absorvidos os efeitos trazidos pelo *mix* tarifário, no período de transição, a ser praticado pela geração e pela posterior liberação dos preços da energia vendida, sem que se afetassem sensivelmente os níveis tarifários praticados aos consumidores finais.

#### 5.3.4 Operador Independente do Sistema – OIS

Efetivamente a função deste OIS seria de operação, manutenção e planejamento da rede básica de transmissão, além do planejamento da operação eletroenergética do sistema.

Dessa forma, na transmissão, mantém-se o estado da arte atual, com os despachos regionais operados pelo pessoal que hoje o exerce, atuando agora através da OIS ou coordenados por ele.

Embora seja o órgão operador do sistema de transmissão, na hipótese de um conjunto de companhias operacionalmente integradas, não exerceria a função arrecadadora. As faturas seriam emitidas por ele através, entretanto, de uma caixa de compensação, creditadas diretamente na conta dos proprietários das instalações.

O processo de otimização eletroenergética poderia continuar sendo efetuado como hoje, através de grupos de trabalho, com representantes dos geradores, coordenados pelo OIS.

A estrutura desse agente poderia ser composta a partir da utilização do corpo técnico alocado ao Grupo Coordenador para a Operação Interligada – GCOI.

Dois caminhos poderiam ser trilhados para a sua formação. Um seria pela manutenção da ELETROBRÁS ou de uma outra estatal fruto da cisão dessa. Outro mediante a criação de uma empresa privada, em que geradores e distribuidores tivessem participações acionárias paritárias.

A vantagem da primeira hipótese é a isenção que o OIS teria em relação ao mercado; entretanto questões relativas a eficiência administrativa poderiam ser levantadas.

A segunda seria mais ágil administrativamente, porém poderá estar sujeita ao controle de grupos mais fortes presentes tanto no negócio geração quanto no de comercialização.

A receita dessa companhia viria da cobrança dos serviços prestados ao mercado e à empresa de transmissão, devendo ter a remuneração regulada pelo poder concedente, como um serviço público monopolista que é.

## 6. NOVAS MODALIDADES E FONTES DE FINANCIAMENTO PARA A INDÚSTRIA ELÉTRICA BRASILEIRA

Neste item do trabalho, considerando a análise evolucionária do financiamento da indústria de eletricidade no Brasil, buscaremos examinar as formas de adequação das estratégias financeiras das empresas elétricas em face das mudanças recentes no sistema financeiro internacional e no modelo de organização da indústria.

As experiências internacionais referentes aos novos mecanismos de regulação do setor elétrico, apesar de os processos de reestruturação serem recentes, oferecem ricos ensinamentos. Entretanto, pouco se sabe sobre os novos mecanismos de financiamento utilizados pelas companhias ou sobre os efeitos de sua utilização na estrutura de financiamento da empresa. Para o setor elétrico brasileiro, cujas necessidades de recursos externos são elevadas, é fundamental considerar dois problemas básicos: conhecer a gama de instrumentos financeiros atualmente disponíveis nos diferentes mercados de capitais, visando à utilização daqueles que se mostrarem mais adaptados às necessidades de investimento do setor; e avaliar o papel futuro da ELETROBRÁS como "banco" de financiamento do setor em face das mudanças em curso no sistema financeiro internacional e no modo de organização da indústria de eletricidade no Brasil.

A análise dos problemas de financiamento das empresas industriais deve incorporar um ponto fundamental: a interação permanente entre a esfera financeira e a esfera real da economia. A partir dessa constatação, a abordagem escolhida está baseada na análise de como as condições de financiamento influenciam (viabilizando ou limitando) as decisões de investimento das firmas. Do ponto de vista metodológico, essa escolha implica considerar os fatores que sirvam para caracterizar as possibilidades e a capacidade de financiamento dos investimentos das firmas. Esses fatores são: a estrutura de financiamento e o nível de endividamento das firmas; a organização dos mercados financeiros; e os mecanismos de captação de recursos.

No caso das empresas elétricas brasileiras, a atual tendência e os objetivos fixados pela política econômica do governo acenam para uma maior participação do capital privado, seja através de diferentes formas de cooperação em projetos de investimentos das empresas estatais existentes, seja através da privatização. Em qualquer um dos casos, é fundamental observar que a repartição dos riscos econômico-financeiros, de mercado e tecnológico constitui o elemento central em torno do qual se articulam as estratégias dos diferentes agentes interessados no "negócio elétrico". No Brasil, as empresas públicas de eletricidade, em particular a ELETROBRÁS, em decorrência de seu papel de *holding*, e, em última instância, o Tesouro, assumiram até aqui todas as formas de riscos mencionadas. Assim, a adaptação das estratégias de financiamento devem considerar implicitamente a questão da

repartição de riscos, o que reforça a necessidade de buscar instrumentos financeiros adaptados a esse novo contexto.

Para tratar desses aspectos, três passos de análise são necessários. Primeiro, a partir de um panorama da situação econômico-financeira das principais empresas, será fundamental analisar os requisitos básicos para a modernização das estratégias de financiamento das empresas e suas relações com os critérios de planejamento utilizados (visto no item 3.3). Segundo, destacaremos a evolução do papel da ELETROBRÁS, identificando a pertinência de um agente financeiro do setor elétrico nacional no novo modelo de organização setorial que está sendo elaborado. Terceiro, examinar-se-á o novo contexto de financiamento de projetos na indústria elétrica, especialmente no que tange aos mecanismos de captação de recursos externos e às novas técnicas de financiamento através de parcerias, identificando especificamente o processo de montagem financeira e os mecanismos contratuais que envolvem o desenvolvimento desses projetos. Essa etapa será baseada na análise da literatura existente sobre o assunto e nos estudos dos casos das usinas de Serra da Mesa, Itá e Igarapava. Apesar de esses projetos ainda não estarem concluídos (o balanço dessas experiências é apenas parcial), a formação de consórcios com associação de capitais privados vem sendo considerada uma alternativa para o desenvolvimento de novos projetos, muito embora as dificuldades de negociação de projetos dessa natureza sejam consideráveis, especialmente no que concerne aos critérios de repartição dos riscos e aos mecanismos contratuais.

Esses aspectos são elementos centrais a serem considerados na formulação das estratégias de financiamento que serão adotadas pelas empresas elétricas brasileiras, visando a ampliar e diversificar a base de captação de recursos financeiros. Espera-se, com isso, que o setor elétrico aumente sua capacidade em matéria de gestão econômico-financeira e viabilize contratar novos empréstimos a custos menores. Ademais, a ampliação da base de captação de recursos permitirá elaborar estratégias de financiamento mais precisas, reduzindo o risco financeiro do endividamento necessário à consecução do programa de investimentos do setor.

## 6.1 O novo Papel da ELETROBRÁS na Transição e Após a Reorganização da Indústria Brasileira de Eletricidade

A ELETROBRÁS, desde sua criação, em 1962, vem desempenhando papel relevante para a expansão do sistema elétrico brasileiro. Esse papel reúne quatro funções principais: planejamento, coordenação, *holding* e agente financeiro setorial. Destacaremos aqui especificamente esta última função, por ser ela menos abordada nos estudos existentes sobre o setor elétrico brasileiro e também por ser, hoje, a principal fonte dos resultados positivos obtidos pela empresa nos dois últimos anos.<sup>112</sup> Nesse sentido, pretende-se examinar especificamente a posição estratégica da ELETROBRÁS na captação de recursos externos.

Uma forma de ilustrar o papel de agente financeiro da ELETROBRÁS é através do exame de sua estrutura patrimonial e de sua carteira de empréstimos (ver tabelas 19 e 20). Dois aspectos importantes devem ser destacados. Primeiro, a importância da empresa como agente financeiro pode ser avaliada pelo total de seus ativos financeiros (cerca de R\$ 30 bilhões), dos quais mais da metade representam a dívida de Itaipu.<sup>113</sup> Segundo, o número expressivo de contratos de financiamento administrados com as concessionárias.

<sup>112</sup> O lucro bruto da Eletrobrás em 1995 foi igual à R\$ 2,7 bilhões, sendo R\$ 1,9 bilhão da função agente financeiro e R\$ 844 milhões da função holding. O lucro líquido do mesmo exercício foi de R\$ 2,1 bilhão.

<sup>113</sup> O contrato da dívida de Itaipu é expresso em dólares.

TABELA 19  
Balanco Patrimonial da ELETROBRÁS em 30/09/96

(Em R\$ milhões)

ATIVO		PASSIVO	
FINANCEIRO	29.043	EXIGÍVEL	16.322
Itaipu	16.419	Fin. e Empr.	5.300
Outros Emp. e Financ.	9.826	RGR	5.541
Outros	2.798	Empr. Compuls.	2.071
PERMANENTE	57.901	Outros	3.410
TOTAL	86.944	PATR. LÍQUIDO	70.622
		TOTAL	86.944

Fonte: DFC/DFN - ELETROBRÁS.

A comparação com a carteira de empréstimos de importantes bancos comerciais brasileiros (ver tabela 21) reforça o argumento sobre a magnitude dos empréstimos concedidos pela ELETROBRÁS. Estes representam cerca de US\$ 26 bilhões, em contraposição a US\$ 28,6 bilhões da soma da carteira de empréstimos dos bancos Itaú, BRADESCO e UNIBANCO, aspecto que revela as deficiências estruturais do sistema financeiro nacional, em particular, para o financiamento do investimento produtivo.

Atualmente, as principais linhas de financiamento da ELETROBRÁS para os programas de investimento das concessionárias são compostas de:

- recursos do Fundo de Financiamento da ELETROBRÁS - FINEL, criado em 1994, e destinados a projetos de geração, transmissão e distribuição das concessionárias; e
- recursos próprios e da RGR (Reserva Global de Reversão) para projetos considerados prioridades federais.

TABELA 20  
ELETROBRÁS - Empréstimos e Financiamentos Concedidos

(Situação em setembro/1996)

EMPRESAS	NÚMERO DE CONTRATOS	R\$ MILHÕES SALDO DEVEDOR	TAXA MÉDIA DE JUROS	ANO DO ÚLTIMO PAGAMENTO
CONTROLADAS	33	5.652	-	-
FURNAS	8	371	8,9%	2009
NUCLEARES	4	1.137	6,6%	2009
CHESF	11	3.672	9,0%	2009
ELETROSUL	7	432	10%	2008
ELETRONORTE	3	40	7,7%	2006
OUTRAS (*)	248	4.174	5% a 11,5%	2000 a 2016
ITAIPU	7	16.419	9,5%	2023
TOTAL	290	26.245	9,2%	-

Fonte: DFN/DFC.

(\*) Estaduais, municipais e privadas.

Essas duas modalidades de financiamento representaram cerca de US\$ 2,6 bilhões (de um montante de US\$ 2,8 bilhões) dos projetos financiados no período 1994/96.<sup>114</sup> A criação do FINEL conferiu melhor organização aos planos de financiamento da empresa e maior visibilidade da sua estratégia seletiva de financiamento. Além disso, o FINEL possui uma linha de financiamento aberta para as empresas privadas. Isso denota a importância da participação da ELETROBRÁS como agente financeiro setorial durante o processo de transição para um novo modelo de organização da indústria elétrica.

<sup>114</sup> Fonte: ELETROBRÁS - ADF.

ca no Brasil. No mesmo período, o total de empréstimos dessa linha de financiamento foi cerca de R\$ 30 milhões. Apesar de significativamente inferior, se comparada com as duas linhas de financiamento principais, a previsão da própria ELETROBRÁS é que esses empréstimos totalizem R\$ 70 milhões em 1997, revelando uma tendência de priorização progressiva dos empréstimos destinados às empresas privadas. Essa perspectiva parece funcionar como elemento redutor dos riscos dos investimentos a serem realizados pelas concessionárias que estão sendo privatizadas.

Evidentemente, a função de agente financeiro setorial da ELETROBRÁS dependerá do papel a ser ocupado por essa empresa no novo modelo setorial que está sendo desenhado. Contudo, é importante notar que o processo de retomada dos investimentos requer – certamente no período de reestruturação e provavelmente nos primeiros anos de operação do novo modo de organização da indústria de eletricidade – um agente capaz de conduzir uma política setorial de financiamento e, principalmente, possa operar ações visando mitigar os riscos de novos empreendimentos.

**TABELA 21**  
Financiamentos Concedidos pelos Bancos Comerciais  
(Em R\$ bilhões)

BANCO	CARTEIRA DE EMPRÉSTIMOS
Banco do Brasil	38,2
Bradesco	12,7
Itaú	8,4
Unibanco	7,5

Fonte: Salomon Brothers/Banco Patrimônio.<sup>115</sup>

(\*) Situação em dezembro de 1995.

Vale salientar que o contexto de transição para um novo modelo é caracterizado por dois traços marcantes: a) intensivo em tempo: a experiência internacional<sup>116</sup> revela que os processos de reestruturação têm sido longos, sendo os marcos regulatórios permanentemente aperfeiçoados; e b) convivência de empresas operando segundo as condições organizacionais do modelo tradicional com empresas entrantes e/ou mais rapidamente adaptadas às novas condições de base da indústria.

No caso brasileiro, dada a importância da reforma patrimonial que vem sendo promovida simultaneamente com a reestruturação, é de se esperar que os dois aspectos acima continuem a ser relevantes nos próximos anos, com a adaptação progressiva das empresas ao marco regulatório e a presença de empresas privadas e públicas operando no setor. A fim de assegurar a regularidade dos fluxos de financiamento num contexto de transição, parece ser recomendável a ação de um agente financeiro setorial. Considerando o porte da carteira de financiamentos da ELETROBRÁS, esta empresa parece, pelo menos durante o período de transição, capacitada para exercer esse papel.

Contudo, a natureza da ação do agente financeiro tende a ser modificada, uma vez que os mecanismos de financiamento experimentam, desde década de 80, mudanças significativas que induzem à repartição dos riscos de crédito, seja através dos novos instrumentos de captação de recursos no mercado internacional de capitais, seja nas montagens financeiras dos projetos desenvolvidos em relações de parceria. Esses dois últimos aspectos são tratados nos itens seguintes.

<sup>115</sup> Documento "Eletrobrás S.A. – Finding Value in Diversity, Salomon Brothers", julho de 1996.

<sup>116</sup> Cf. Oliveira (1997).

## 6.2 O Financiamento de Projetos Elétricos no Ambiente Econômico dos Anos 90

Os investimentos em infra-estrutura vêm experimentando, desde o início da década de 90, novas modalidades de financiamento em todos os países do mundo. O traço comum a todas essas novas modalidades tem sido a tendência de repartição de riscos, tanto nas formas inovadoras de captação de recursos externos, quanto nas técnicas de financiamento que regem as relações de parcerias. No atual contexto de concorrência acirrada por capitais em condições favoráveis de captação, duas questões fundamentais devem ser examinadas: as modalidades de financiamento externo mais adaptadas ao perfil de investimento das empresas elétricas; e, a percepção dos investidores potenciais com relação aos diversos tipos de riscos (cambial, regulatório, de mercado, tecnológico, de crédito, etc.) dos investimentos a serem realizados.

Os itens seguintes trazem elementos de resposta para essas questões fundamentais, reconhecendo-se, desde já, não ser possível esgotar aqui todas as suas dimensões. Descreve-se, primeiramente, a importância das inovações financeiras que emergiram nos anos 80 para o financiamento dos investimentos em infra-estrutura dos países em desenvolvimento. Em seguida, procura-se mostrar o processo de inserção das empresas elétricas brasileiras no sistema financeiro internacional. Por fim, será traçado um panorama do potencial e dos limites da introdução de técnicas de financiamento inovadoras como o *Project Financing* e o *Build Operate Transfer (BOT)*.

### 6.2.1 Definição e Contexto de Surgimento das Inovações Financeiras

Como foi mencionado anteriormente, as companhias elétricas brasileiras sempre dependeram dos fluxos de financiamento internacionais. Por essa razão, seus programas de investimento necessitam de complexos esquemas de captação de recursos. Durante a década de 70, o excesso de liquidez nos mercados internacionais de capitais facilitou a expansão da indústria elétrica brasileira. As empresas não tinham dificuldades para obter empréstimos junto aos bancos comerciais internacionais. A partir da eclosão da crise da dívida, com a moratória mexicana de 1982, os créditos bancários internacionais passaram a ser racionados, comprometendo seriamente os programas de investimento, especialmente aqueles das empresas de energia elétrica. Desse modo, não é possível compreender o processo de endividamento sem abordar os traços marcantes relacionados com a evolução do sistema financeiro internacional. Essa evolução passa a ditar uma série de decisões de financiamento das empresas altamente intensivas em capital, em função do aparecimento de uma série de inovações financeiras. Mais importante do que proceder a uma análise descritiva das principais inovações, é tentar compreender os novos contornos da esfera financeira. Para avançar nessa direção, dois aspectos merecem ser destacados: de um lado, o movimento de integração dos mercados financeiros da grande maioria dos países industrializados e dos países emergentes; de outro, a busca de flexibilidade por parte das empresas.

Essas mudanças estruturais podem ser ilustradas, de maneira resumida, a partir da consideração dos seguintes aspectos:

- diversos países implementaram políticas de desregulamentação financeira;
- a volatilidade das taxas de juros e um contexto marcado pelo aumento de incertezas aceleraram a criação de novos instrumentos financeiros, com o objetivo essencial de cobertura do risco; e
- a baixa da rentabilidade do capital produtivo passa a ser progressivamente compensada pelas oportunidades de investimentos de *portfólio* e pelo aumento da rentabilidade do capital financeiro. Desse modo, para alguns grandes grupos, passa a ser mais interessante adquirir participações acionárias de uma empresa ou mesmo fazer um investimento em ativos financeiros, do que correr riscos realizando novos investimentos.

Na verdade, o processo acima descrito não está simplesmente relacionado com o retorno dos fluxos financeiros para os países em desenvolvimento. Atualmente, é consenso classificar a década de 80 como aquela das transformações estruturais dos sistemas financeiros. Nesse período, o ambiente econômico foi caracterizado pelo elevado grau de volatilidade das taxas de câmbio e de juros (reais e nominais), dificultando a gestão dos riscos financeiros por parte das empresas. Esse ambiente econômico de incerteza gerou a necessidade de instrumentos capazes de reduzir o impacto da volatilidade dessas variáveis sobre estratégias de financiamento das empresas. Em suma, a incerteza do ambiente econômico dos anos 80 suscitou uma demanda, por parte das empresas industriais, de produtos financeiros novos ou mais bem adaptados aos riscos econômicos e financeiros dos projetos de investimento. É precisamente nesse contexto que proliferaram as inovações financeiras.

Para examinar o processo de inovação financeira é necessário considerar dois aspectos-chave estreitamente interdependentes: a questão da percepção do risco pelos investidores; e as interações do fluxo de inovações com a questão da regulamentação dos sistemas financeiros.

Quanto ao primeiro aspecto, vale lembrar que as teorias de seleção de *portfólio* avançaram na direção da análise dos riscos individuais dos agentes econômicos com a introdução das bem-sucedidas fórmulas técnicas de diversificação e proteção dos riscos. Apesar desses avanços, essas teorias ainda pecam pela insuficiente consideração da estrutura e do comportamento das instituições financeiras. Por essa razão, elas se encontram pouco adaptadas para interpretar as mudanças ocorridas nas últimas décadas. De um lado, os mecanismos de *hedge* e outras formas de proteção contra a volatilidade dos produtos financeiros permitem melhor gestão do par rentabilidade-risco dos agentes econômicos. De outro, essas inovações aumentam o grau de interdependência entre agentes e mercados, tornando extremamente relevante a apreciação do risco de sistema (ou sistêmico).

É interessante notar que o risco de sistema não representa a agregação de riscos individuais e independentes. Ele surge da relação particular entre comportamentos microeconômicos e situações macroeconômicas anormais, resultantes da interação desses comportamentos.<sup>117</sup> O risco de sistema pode ser definido como a eventualidade do surgimento de situações em que as respostas racionais dos agentes individuais aos riscos que eles observam, em vez de produzir melhor repartição desses riscos via diversificação, conduzem a uma elevação da insegurança geral. O risco de sistema resulta assim, involuntariamente, dos comportamentos individuais de gestão dos riscos, decorrentes das informações fornecidas pelo mercado.

O risco do sistema não deve, portanto, ser interpretado como sendo um produto do comportamento irracional dos agentes econômicos: ele nasce devido à existência de falhas de coordenação dos mercados.

O segundo aspecto-chave está relacionado com o problema da regulamentação e desregulamentação dos sistemas financeiros. A regulamentação pode ser entendida como uma combinação benefício-custo que, quando se torna negativa, incita os agentes econômicos a tentar contorná-la.<sup>118</sup>

Nessa visão, as inovações financeiras funcionam, em muitos casos, como alternativa para contornar as restrições impostas pela regulamentação. Em outras palavras, essa situação poderia ser interpretada como uma "dialética regulamentar",<sup>119</sup> na qual as instituições financeiras buscam a inovação e as autoridades regulamentares respondem, adaptando a regulamentação ao novo contexto, para restabelecer sua eficiência.

<sup>117</sup> Cf. Aglietta (1995).

<sup>118</sup> Cf. Kane (1981, 1984).

<sup>119</sup> Na expressão de Geoffron (1992).



Essa adaptação implicou, ao longo dos anos 80, de modo geral, a redução do peso das restrições impostas pelas autoridades regulamentares, sendo por essa razão assimilada como um processo que se convencionou chamar de desregulamentação financeira que implica, para os sistemas financeiros nacionais, a supressão de um conjunto de barreiras institucionais à entrada e à circulação de capitais. Esses movimentos nacionais ampliam as possibilidades de circulação de capitais e diversificação das aplicações de investidores institucionais.<sup>120</sup>

É nesse contexto de desregulamentação e de incorporação acelerada do progresso técnico em telecomunicações e informática que se origina uma real globalização financeira, caracterizada por quatro fatores básicos:<sup>121</sup>

- interpenetração dos sistemas financeiros nacionais;
- financiamento internacional realizado com múltiplas possibilidades de financiamento direto e indireto;<sup>122</sup>
- *continuum* dos mercados de curtíssimo prazo a longuíssimo prazo; e
- mercados financeiros compostos de produtos principais em torno dos quais gravitam os mercados derivativos.

As inovações financeiras e o processo de globalização podem, de fato, viabilizar a redução dos custos no financiamento das empresas industriais e melhorar a gestão dos riscos através de instrumentos que permitam melhor cobertura, reduzindo gradativamente a evolução de juros e câmbio. Esses aspectos são fatores estratégicos fundamentais num ambiente econômico de incerteza.

Vale observar, porém, que o processo de globalização e as inovações financeiras não devem ser entendidos “mecanicamente” como uma tendência à homogeneização dos modos de financiamento das empresas. Os diferentes sistemas nacionais de financiamento, mesmo que apresentem uma tendência de convergência de suas estruturas, conduzida pelos processos de inovação financeira e globalização, continuam exercendo forte influência para as decisões de financiamento das empresas. Porém, é inegável que os sistemas nacionais de financiamento estão transformando, de maneira acelerada, sua forma de funcionamento e seu papel na regulação macroeconômica.

Note-se, ainda, que o marco fundamental do ambiente econômico dos anos 90 é a ampla utilização de instrumentos financeiros de captação diferentes do crédito bancário, que teve sua participação relativa reduzida no total dos empréstimos destinados a países em desenvolvimento. Esses instrumentos poderiam ser classificados, de forma extremamente simplificada, como emissão de títulos financeiros (em particular os bônus e as euronotas)<sup>123</sup> das empresas que captam os financiamentos colocando esses papéis junto a um grande número de investidores (ver figura 17). Convém lembrar que uma das diferenças essenciais entre o empréstimo bancário tradicional e a emissão de títulos financeiros nasce do problema da percepção do risco financeiro do empréstimo. A emissão de obrigações, por exemplo, implica a participação de múltiplos investidores institucionais e/ou individuais. Esse aspecto, contrariamente ao que ocorre no caso de um empréstimo contratado junto a um único

<sup>120</sup> Como observa Carvalho (1996) “por um lado, a abertura dos sistemas nacionais aos movimentos internacionais de capitais potencializa o apelo a estes recursos, aumentando a oferta dos meios de financiamento disponíveis aos agentes locais; por outro, aumenta os riscos de instabilidade ao serem internalizados capitais cujos modos de circulação estão relativamente livres das restrições representadas por regulações precaucionárias ou disciplinadoras”.

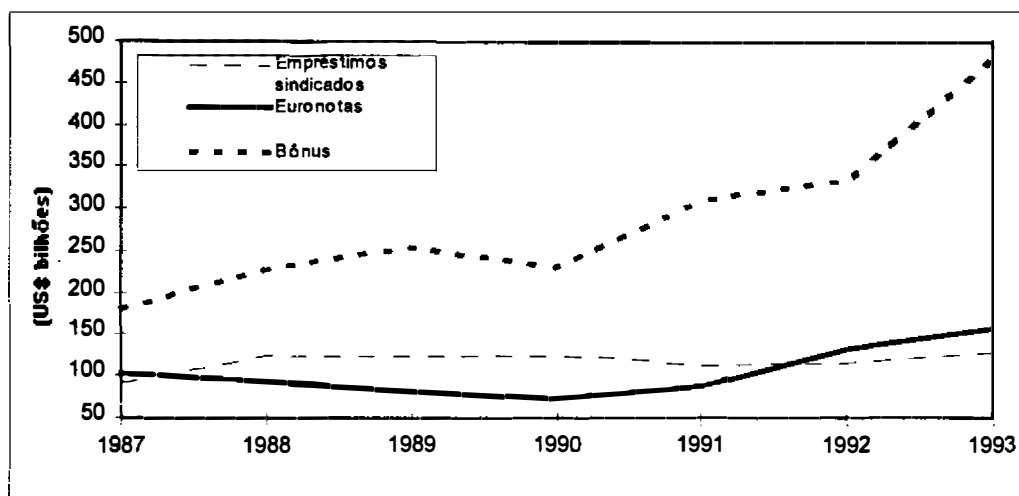
<sup>121</sup> Cf. Geoffron e Barbet, 1991.

<sup>122</sup> No sentido usado por Gurley e Shaw (1960).

<sup>123</sup> Apesar de o volume negociado ser bastante inferior, crescem significativamente as emissões de ADR (American Depositary Receipt) por empresas brasileiras.

banco, permite uma repartição do risco financeiro ligado à capacidade de pagamento do serviço da dívida contratada.

FIGURA 17  
Evolução do Mercado Internacional de Bônus, Notas e Empréstimos



Fonte: International Capital Markets - 1994.

Todas estas mudanças indicam a consolidação dos mercados de capitais, em detrimento dos mercados de crédito, como forma mais barata e eficiente de alocação de recursos. A emissão de papéis surge como uma alternativa aos empréstimos bancários tradicionais não só mais rentável como também mais promissora, uma vez que os novos fluxos financeiros (privados essencialmente) destinados aos países em desenvolvimento, como o Brasil, são em sua maioria provenientes da colocação de títulos nos mercados internacionais. Em suma, as tendências de evolução do sistema financeiro internacional comportam três grandes grupos de mudanças [Carvalho (1996)]:

- globalização dos mercados e operações financeiras;
- securitização crescente e crescimento do mercado de derivativos; e
- emergência dos investidores institucionais.

A diversidade dos mecanismos de emissão afeta diretamente a gestão dos riscos e exige reorganizar de forma funcional os departamentos financeiros das grandes empresas. Importa, assim, investigar de que forma as empresas elétricas brasileiras estão aptas a enfrentar esse novo contexto de captação de recursos externos. Como será demonstrado, elas tendem a diversificar suas estratégias de captação, lançando-se ao mercado de títulos e abandonando os empréstimos bancários.

### 6.2.2 As Operações Recentes de Captação das Empresas Elétricas Brasileiras

As empresas de energia são caracterizadas como altamente capital-intensivas. Conforme tratado anteriormente, a moratória mexicana inaugurou uma fase de estagnação dos empréstimos internacionais para os países em desenvolvimento. Essa fase, entre 1982 e 1989, produziu duas conseqüências básicas:

- durante o racionamento de crédito, a redução dos empréstimos bancários provocou uma mudança estrutural na repartição dos fluxos financeiros, com aumento significativo dos financiamentos de organismos multilaterais. Esse aspecto resultou, de fato, em uma ampliação da influência de or-

ganismos como o Banco Mundial nas políticas setoriais. Nesse contexto, o modo de organização da indústria elétrica, articulado em torno da integração vertical e dos monopólios públicos territoriais, passa a ser progressivamente questionado. Isto é explicado, em parte, pelo crescimento explosivo da demanda das empresas elétricas por recursos do Banco Mundial, sem uma contrapartida significativa do volume de empréstimos dessa instituição; e

– a maneira pela qual se conduziu a negociação da dívida externa, no âmbito do plano Brady, envolveu um processo de securitização do principal e do serviço do endividamento, tornando possível utilizar títulos da dívida nos processos de privatização.

A combinação desses dois fatores produziu importantes desdobramentos para as empresas elétricas. De um lado, a influência do Banco Mundial e as dificuldades crescentes para a retomada dos investimentos paralisados por falta de recursos e o início de novos projetos abriu oportunidades para a entrada de capital privado na indústria elétrica. De outro, a utilização crescente de instrumentos securitizados aumentou o volume de negócios nos mercados de títulos e diversificou consideravelmente a estratégia de captação das grandes empresas dos países em desenvolvimento, dentre elas as companhias de eletricidade. Essa prática foi largamente reforçada no início dos anos 90 com os programas de privatização.

A retomada dos fluxos financeiros na América Latina, a partir de 1991, envolve, assim, uma substituição relativa dos empréstimos bancários pela emissão de títulos, avaliada de forma positiva pelas instituições financeiras internacionais.<sup>124</sup> Essas mudanças estruturais atingem diretamente as empresas que dependem de recursos externos. As maiores companhias elétricas brasileiras estão adequando suas estratégias de captação, conseguindo levantar recursos nos mercados internacionais de capitais através da emissão de títulos, deixando em segundo plano os empréstimos bancários (ver quadro 2).

Se, por um lado, as barreiras de captação tornam-se significativamente menos relevantes, especialmente se comparadas com o contexto dos anos 80, por outro, as condições de financiamento, no que se refere aos prazos e dos custos, apesar da melhora apresentada em 1996, ainda são desfavoráveis. Para conferir atratividade a esses títulos, é necessário que seja oferecida uma remuneração significativamente superior àquela demandada por títulos de empresas de países industrializados.

Cabe ressaltar, porém, que esses títulos têm despertado o interesse de investidores institucionais, especialmente os fundos mútuos e os fundos de pensão. Estes fundos são criados quando reúnem-se os recursos de indivíduos para permitir a eles acesso a oportunidades de aplicação mais diversificadas e lucrativas. A maior parte desses fundos é organizada por instituições financeiras que, em vez de serem consideradas como agentes intermediários financeiros, são vistas como meros poupadores, prontos para aplicar recursos diretamente como tomadores ou indiretamente, através da compra de papéis de intermediários. Esses fundos permitem aos indivíduos a possibilidade de ganho de juros sobre saldos transacionários, uma vantagem que os depósitos à vista em geral não podem oferecer. Além disso, por não estarem sujeitos às restrições regulatórias impostas pelas autoridades monetárias, esses fundos ficam livres para escolher suas aplicações, possibilitando retornos mais elevados.<sup>125</sup>

<sup>124</sup> Em 1991, no processo de retomada dos fluxos financeiros internacionais para a América Latina, com a identificação, já nesse momento, do movimento de substituição do crédito bancário pela emissão de títulos, a percepção dos principais agentes econômicos pode ser sintetizada da seguinte forma: "Latin America has proved to be a good bond credit and a bad loan credit" [Pollio (1991)].

<sup>125</sup> Segundo dados do FMI, enquanto em 1986, nos Estados Unidos, a razão entre os ativos dos fundos e os depósitos de poupança e a prazo de menor valor estava em 21%, em 1993 ela ficou em torno de 65%. Esses dados demonstram a canalização dos recursos sob a forma de depósitos em favor dos fundos mútuos [Carvalho (1996)].

É preciso destacar também que os custos de colocação dos papéis são relativamente baixos para os tomadores. A padronização dos documentos e requisitos necessários à colocação dos papéis, a socialização dos riscos de crédito e o desenvolvimento de mercados secundários que dão liquidez aos estoques de papéis existentes são fatores que contribuem fortemente para tornar a securitização um canal mais barato para obter financiamentos [Visconti (1997)]. O fato é que, ao reunir recursos em escala significativa, esses fundos são capazes de reduzir custos de transação, diversificar riscos e aumentar o retorno dos investimentos, utilizando-se, para isso, de profissionais especializados contratados.

QUADRO 2  
Emissões Realizadas por Empresas do Setor Elétrico

Emissor	Ano	Volume (US\$ milhões)	Líder da operação	Tipo
Eletrobrás	1994	150	Nomura Securities	Eurobônus
Eletrobrás	1995	250	ABN AMRO Bank Daiwa Securities	Eurobônus (US\$ 150 mi) Euroienes (US\$ 100 mi)
Copel	1995	280	Investment Bank	Commercial Paper
Celesc	1995	100	Santander Investment Bank	Debêntures
Eletrobrás	1996	50	Salomon Brothers	Eurobônus (jan/96)
		250	ABN A. Bank/ Salomon Brothers	Eurobônus (jun/96)
Eletropaulo	1996	420	BB Securities	Eurobônus
Cemig	1996	150	ING Barings	Eurobônus
Cesp	1996	807	CS First Boston C.	Eurobônus

Fonte: Gazeta Mercantil e ELETROBRÁS, 1996.

A ELETROBRÁS tem tido destacada atuação no processo de captação de recursos externos, utilizando exclusivamente a emissão de títulos nos mercados internacionais de capitais. Isto vem permitindo consolidar a posição da empresa nesses mercados, resultando em sensível melhoria das condições de financiamento, prazos mais longos de colocação dos papéis e redução do *spread* (ver tabela 22). Os empréstimos bancários não possuem mais uma participação relevante no volume total de recursos captados pela empresa, consolidando, dessa maneira uma nova estrutura de financiamento. Com relação às suas primeiras emissões, a empresa vem gradativamente melhorando as condições de financiamento, sendo seguramente a companhia elétrica brasileira "referencial" nos mercados internacionais. Ela está, ainda, aportando garantias nas primeiras emissões de títulos que estão sendo preparadas por Furnas (cerca de US\$ 90 milhões, com 278 pontos básicos) e na operação de securitização de recebíveis da ELETRONORTE (com base na energia fornecida para a ALCOA e Billington).

TABELA 22  
Condições de Financiamento das Emissões  
de Títulos da ELETROBRÁS

EMIÇÃO	PRAZO (ANOS)	PUT OPTION (ANOS)	PONTOS BÁSICOS ACIMA DA LT DOS EUA
1994 - US\$ 150 milhões	3	2	450
1995 - US\$ 250 milhões	5	3	380
1996 - US\$ 300 milhões	8	5	328

Fonte: Gazeta Mercantil e ELETROBRÁS, 1996.

De maneira geral, esses instrumentos financeiros parecem ser adequados ao perfil de investimento das empresas elétricas, além de convergirem com o interesse dos investidores institucionais como

os citados acima. Exemplo claro é o lançamento, em janeiro de 1997, de bônus *yankee*<sup>126</sup> da empresa elétrica chilena Endesa, que conseguiu captar cerca de US\$ 650 milhões em três tranches. O aspecto que chama atenção nessa emissão é o fato de uma das tranches (US\$ 200 milhões) ter um prazo de cem anos, com *spread* de 127 pontos básicos acima das Letras do Tesouro dos EUA.<sup>127</sup>

Percebe-se, dessa maneira, que as grandes empresas elétricas poderão ter acesso à captação através das emissões de títulos se for mantida a conjuntura atual marcada por excesso de liquidez, pela recuperação das provisões feitas pelos bancos comerciais após os problemas vinculadas à crise da dívida externa e pela queda das taxas de juros nos mercados internacionais. Porém, para empresas menores essa alternativa é pouco viável, devido aos custos de transação envolvidos nessas operações. Para essas, será fundamental reforçar a capacidade de autofinanciamento e recorrer aos recursos das linhas de crédito do agente financeiro setorial.

### 6.2.3 Repartição de Riscos e Parcerias

A escassez de recursos próprios para expandir o sistema e a percepção de uma inevitável reformulação do setor têm levado algumas empresas a adotarem parcerias com o setor privado, para o lançamento de projetos novos ou para a conclusão de obras paralisadas, que, por estarem interrompidas, implicam aumento das despesas financeiras e administrativas, fato que compromete o resultado das empresas. O número de projetos classificados nessas duas situações é impressionante (ver quadros 3 e 4) e este aspecto vem despertando o interesse de potenciais investidores. No caso de uma parceria, antes do início das obras geralmente se define, em termos contratuais, a proporção de custos, riscos e benefícios que serão assumidos por cada parte. Quando se agregam mais parceiros a um empreendimento em andamento deve-se primeiramente, avaliar o valor da etapa realizada e os riscos assumidos dentro do empreendimento total e, a partir de então, fixar os direitos das partes sobre o produto resultante, ou seja, a energia gerada pela usina.

A formação de parcerias representa uma modalidade atraente tanto para as geradoras de energia, prestadoras de serviço público, como para as empresas consorciadas, uma vez que resulta numa forma mais viável e flexível de inserção de capitais privados no setor. Entretanto, esse tipo de esquema não é implementado com facilidade porque o processo para a escolha do parceiro é complexo e demorado.

QUADRO 3  
Concessões para Usinas Hidrelétricas sem Início das Obras

USINAS	LOCALIZAÇÃO	POTÊNCIA (MW)
Apiacás	MT	19
Caiabis	MT	30
Capim Branco	MG	210
Rosal	RJ/ES	55
Itapebi	BA	375
Pedra do Cavalo	BA	300
Salto da Divisa	MG	541
Serra Quebrada	MA/TO	1.328
Cachoeira Porteira	PA	714
Santa Isabel	PA/TO	2.200
Anta	RJ/MG	16
Sapucaia	RJ/MG	300

(Continua)

<sup>126</sup> Emissão de títulos de empresa estrangeiras no mercado americano.

<sup>127</sup> Gazeta Mercantil, 20/1/97, p.B-9.

(Continuação)

USINAS	LOCALIZAÇÃO	POTÊNCIA (MW)
Simplício	RJ/MG	180
Cana Brava	TO	495
Foz de Bezerra	GO	300
São Domingos	TO	200
Peixe	TO	1.106
Ipueiras	TO	600
Lajeado	TO	800
Estreito	TO/MA	1.328
Marabá	PA	2.070
Pedra Branca	BA/PE	768
Belém	BA/PE	477
Itamotinga	BA/PE	288
Itaocara	RJ	210
São Fidélis	RJ	123
Tupiratins	TO	1.000
Ourinhos	SP/PR	48
Ilha Grande	PR/MS	1.320
Capanema	PR	1.200
Franca Amaral	RJ	33
Carrapatos	SP	18
São José	SP	19
<b>TOTAL</b>		<b>18.671</b>

Fonte: Losekann (1996).

QUADRO 4  
Projetos de Geração Inacabados

Obra	Concessionária	Potência (MW)	Invest. Complementar (US\$ milhões)
UHE Antas II	DMEL. P. Caldas	15	12,6
UHE Corumbá I	Furnas	375	289,9
UHE Miranda	Cemig	390	712,3
UHE Porto Primavera	Cesp	1.814	1.615,9
UHE Caxias	Copel	1.000	843,6
UHE Dona Francisca	CEEE	125	227,2
UHE Pai Joaquim	Cemig	23	28,1
UHE Canoas I	Cesp	83	110,1
UHE Canoas II	Cesp	84	96,1
UHE Rondon	Eletrogoes	27	51,0
UHE Manso	Eletronorte	210	260,9
UHE Machadinho	Eletrosul	1.200	1.094,7
UHE Costa Rica	Enersul	16	41,0
UHE Santa Branca	Light	49	46,3
UHE Aimorés	Cemig	291	726,7
UHE Funil	Cemig	180	236,6
UTE Jacuí I	Eletrosul	350	334,8
UTE Candiota III	CEEE	350	676,8
<b>TOTAL</b>		<b>6.582</b>	<b>7.404,6</b>

Fonte: Gazeta Mercantil; Losekann (1996).

Os problemas para financiar a expansão dos setores de infra-estrutura estimularam, principalmente nos países em desenvolvimento, a introdução de técnicas inovadoras de financiamento, objetivando a associação de capitais privados aos investimentos públicos. Desse modo, as empresas públicas conseguem simultaneamente prover o volume de recursos necessários à conclusão da obra,

manter o cronograma físico do projeto (reduzindo a possibilidade de ocorrência do problema da armadilha das economias de escala) e transferir uma parcela dos riscos para os agentes privados.

É fundamental observar que o objetivo principal das empresas que atuam em setores de infraestrutura deverá ser o de diversificar e ampliar a base de captação de recursos, gerando maior flexibilidade financeira. A importância de repensar essas estratégias passa ainda pelo aumento da participação do capital privado. Nesse contexto, parece claro que os acordos cooperativos terão papel decisivo no financiamento do setor elétrico brasileiro.

Diferentes técnicas de financiamento de projetos energéticos podem ser consideradas, grosso modo, como acordos de cooperação.<sup>128</sup> Em diversos países têm sido desenvolvidos projetos energéticos através de operações do tipo *Build Operate Transfer* (BOT) e o *Project Financing* [Pinto Júnior (1993)]. No primeiro, um agente privado encarrega-se da construção e explora o empreendimento até ter assegurado o retorno do capital investido. Na última etapa, transfere os direitos de propriedade à empresa (em geral, pública) que passará a gerenciar o negócio. No caso do *Project Financing*, o banco concede um crédito para o desenvolvimento de um projeto, sendo a dívida reembolsada a partir das receitas futuras com operação do empreendimento. Em ambas as técnicas, nota-se que a questão da repartição dos riscos é fundamental. Em tese, portanto, essas técnicas de financiamento poderiam ser qualificadas como sendo *non recourse financing*, pois as garantias estão diretamente atreladas à expectativa de lucratividade futura, e o reembolso do financiamento aportado é realizado com base no *cash flow* do projeto. Uma vez recuperado o capital, o agente privado se retira. Ou seja, nesse caso quem aporta o financiamento está essencialmente preocupado com a rentabilidade financeira do projeto que está sendo desenvolvido.

Na prática, apesar de terem nascido com conceitos distintos, as técnicas do *Project Financing* e do BOT aproximam-se na medida em que ambas envolvem o princípio da repartição de riscos entre os agentes consorciados e oferecem como garantia principal o *cash flow* do projeto. Porém, a organização de pacotes de garantias adicionais tem-se revelado praticamente indispensável à implementação efetiva desses projetos, caracterizando essas técnicas de financiamento como *limited recourse financing*. Dessa forma, tem-se tornado corrente a utilização do termo genérico *project financing* para denotar projetos financiados por grupos consorciados, tendo como principal garantia o fluxo esperado de receitas associadas ao projeto. Note-se que o problema da estrutura de financiamento de cada um dos agentes consorciados permanece e deve conjugar diferentes combinações de fundos próprios e recursos de terceiros. Dado o porte dos investimentos na indústria elétrica, apesar da diluição dos riscos, a parcela de cada um dos consorciados muitas vezes envolve importantes somas a serem captadas nos mercados de capitais. Se essa parcela é importante, o agente investidor passa a ter que considerar no seu cálculo econômico o risco de crédito. Desse modo a questão do pacote de garantias tem-se revelado o principal problema do equacionamento financeiro e contratual dessas técnicas de financiamento de projetos.

Em suma, em um financiamento convencional, o empreendimento é incorporado ao balanço da empresa, sendo a parte financiada incorporada ao passivo como exigível a longo prazo. Nesse caso, a garantia principal é o patrimônio da empresa e seu histórico creditício, sendo a dívida reembolsada pelo fluxo de caixa da empresa como um todo. No *Project Financing*, o projeto de investimento é visto como uma empresa e, normalmente, é criada uma entidade jurídica chamada *special purpose company* (SPC) para a sua execução. Portanto, as dívidas contratadas para esse projeto específico são pagas pela receita a ser obtida pelo projeto, mantendo a capacidade de endividamento de uma ou mais empresas investidoras. Para a execução do projeto, é indispensável que exista um

<sup>128</sup> Essas técnicas de financiamento envolvem relações contratuais de longo prazo, sendo entretanto estabelecidas por tempo determinado, ou seja, até a recuperação do capital investido.

“empacotador” que deve organizar o conjunto de garantias, mas que é o responsável, em última instância, pelo pagamento de multas referentes ao não-cumprimento dos contratos.

Isso vem gerando a necessidade de criação e/ou adaptação da função de avalista das instâncias governamentais dos países em desenvolvimento, fazendo com que proliferem os exemplos de papel de “facilitador” dos projetos de investimento em infra-estrutura [World Bank (1994)]. No caso da formação de parcerias, os grupos privados interessados em investir consideram que as companhias elétricas locais – públicas ou recém-privatizadas – desfrutam de três condições essenciais para atenuar o problema das necessidades de garantias: um histórico creditício; grande mercado cativo; e bens tangíveis.

O Banco Mundial vem encorajando os países em desenvolvimento na implementação de projetos de infra-estrutura, com destaque para os setores de transporte, telecomunicações e distribuição de eletricidade. Esse apoio está sendo estruturado através do IFC e da MIGA, agências do Banco Mundial voltadas para o apoio do investimento privado nos países em desenvolvimento. Essas agências têm apoiado a formação de fundos de aval patrocinados por instituições públicas, permitindo, assim, a mobilização de recursos governamentais e/ou assistência oficial. Desse modo, elas conseguem, ainda, canalizar fontes privadas através de operações de co-financiamento.

Contudo, a entrada desses capitais em projetos de infra-estrutura, independente ou não do suporte das agências multilaterais de crédito, exige mudanças na regulamentação. Mesmo sem dispor do novo marco regulatório, o arcabouço institucional do setor elétrico brasileiro vem sendo desenhado e implementado para estimular a formação de parcerias (ver quadro 5).

QUADRO 5  
Situação das Parcerias

USINA	Início da operação	Potência (mw)	Concessionária	Investimento (us\$ milhões)	Estágio
Costa Rica	1997	16	Enersul	51	Escolha de sócio
Igarapava	1998	210	Cemig / Consórcio	270	Reiniciada
Serra da Mesa	1998	1.293	Furnas / Consórcio	601,1	Reiniciada
Salto Caxias	1998	1.240	Copel	843,6	Reiniciada / Possibilidade de Parceria
Canoas I	1998	83	Cesp / sócio	108,5	Reavaliação
Canoas II	1998	72	Cesp / sócio	105,9	Reavaliação
Jacuí	1998	350	Eletrosul	334,8	Escolha do sócio
Manso	1998	210	Eletronorte	141,0	Licitação suspensa
Porto Primavera	1998	1.814	Cesp	1.600,0	Em privatização
Itá	1999	1.450	Eletrosul / Consórcio	937,7	Reiniciada
Pai Joaquim	1999	23	Cemig	28,9	Escolha do sócio
Funil	2000	180	Cemig / Consórcio	236,6	Reavaliação
Aimorés	2002	291	Cemig / sócios	726,7	Reavaliação
Candiota III	2002	335	CEEE	676,8	Reavaliação / Possibilidade de Parceria
Machadinho	2003	1200	Eletrosul	1.094,0	Licitação suspensa

Fonte: Gazeta Mercantil; Losekann (1996).



As possibilidades de parceria, embora diversas, não apontam para uma generalização, a curto prazo, da utilização do *project financing*. Por enquanto, observa-se um comportamento de tentativa de integração vertical para trás de grandes consumidores de eletricidade, dispendo de grande capacidade financeira para o aporte de recursos e visando, basicamente, a garantir a segurança de seu provisionamento a médio prazo (ver anexo 4).

Devido ao envolvimento de múltiplos agentes, as negociações e a elaboração dos contratuais ligados ao *project financing* são, contudo, sempre muito complexas. Isso decorre das diferentes formas de percepção do risco e os critérios para contingenciamento de cada um dos parceiros, implicando custos de transação elevados e contratos incompletos. Acrescente-se ainda que, em função desses problemas, o *project financing*, hoje, revela-se uma experiência promissora, mas envolvida por um círculo vicioso: projetos de menor porte envolvem pacotes financeiros menos complexos, mas os custos de transação inibem projetos dessa natureza, exigindo escala mais elevada para serem rentáveis; projetos de maior porte envolvem prazos maiores para recuperação dos investimentos, pacotes financeiros mais complexos e custos de transação ainda mais elevados. Dessa forma, a técnica de *project financing*, apesar do progresso, continua incipiente, pois o balanço dos contratos implementados ainda é parcial.

Outro obstáculo à implementação do *project financing* é que os contratos em projetos de geração hidrelétrica não podem ser padronizados, principalmente devido ao longo tempo de maturação dos investimentos, às externalidades ambientais e às características singulares de cada barragem. Por essa razão, os investidores têm privilegiado os projetos de geração térmica com centrais de ciclo combinado utilizando turbinas a gás.

No caso brasileiro, esse aspecto é ainda mais relevante porque os novos projetos de geração ou aqueles paralisados por falta de financiamento poderiam ser retomados através dessa técnica, mas os investidores têm-se mostrado céticos diante da indefinição do marco regulatório e dos critérios para a repartição dos riscos ambientais desses projetos.<sup>129</sup>

## 7: CONSIDERAÇÕES FINAIS

Depois de muito tempo operando com uma estrutura industrial verticalizada, sob regime de monopólio, o setor elétrico brasileiro (SEB) está sendo reformado para operar com uma estrutura desverticalizada em regime concorrencial, além de se pretender a privatização da maior parte dos ativos setoriais. Este não é um fenômeno brasileiro. Processo semelhante está ocorrendo em diversas partes do mundo, ainda que com matizes e ritmo de mudanças distintos.

Contudo, o SEB apresenta características particulares que devem ser levadas em conta no projeto de reestruturação, tais como: o parque gerador essencialmente hídrico; a diversidade de situações regionais e empresariais; o sistema de transmissão ainda em construção; o ritmo relativamente forte de crescimento do consumo. Essas especificidades não apenas dificultam a introdução da concorrência no mercado elétrico brasileiro como também geram riscos que podem dificultar e, sobretudo, encarecer o financiamento dos projetos elétricos.

Quanto à estratégia a ser adotada para o processo de reestruturação do SEB, a julgar pelas mudanças já introduzidas pelo governo na montagem do novo arcabouço legal para o setor, até o momento, tem-se optado por uma postura gradualista. Pode-se afirmar inclusive, que este processo está em pleno curso e os pilares fundamentais do novo mercado elétrico já foram estabelecidos. Porém, alguns aspectos cruciais ainda estão por serem equacionados, dentre os quais se destacam: a adoção de

<sup>129</sup> O recente episódio com os entraves para a construção de Serra da Mesa ilustram esse argumento. Ver anexo 4.

estruturas adequadas às diversidades regionais; a busca de um parque gerador equilibrado em termos de geração hidrotérmica; e as questões dos custos encaalhados e das rendas hidrelétricas.

A análise destes problemas sugere que as soluções estão amadurecendo, faltando talvez o estabelecimento de fórum adequado para que se alcance um consenso e elas venham a ser implantadas pelos poderes públicos. Neste trabalho, referendando-se nas características próprias do SEB e nos ensinamentos das experiências internacionais, procurou-se sugerir possíveis caminhos para estas questões, tendo como perspectiva a necessidade de atrair novas fontes de financiamento para a expansão da capacidade de oferta de energia elétrica que pode, a curto prazo, revelar-se o principal gargalo para o crescimento da economia brasileira.

A nova configuração do mercado deverá trazer profundas mudanças nas relações entre as empresas que comporão o futuro SEB. A forma cooperativa que tradicionalmente pautou as relações entre elas deverá dar lugar a comportamentos competitivos, gerando a perspectiva de estratégias defensivas ou oportunistas, pelo fato delas não mais contarem com a remuneração garantida para seus investimentos já que, na nova organização do mercado elétrico, lhes será permitido adotar estratégias que visem a maximizar seus benefícios econômicos. Nessas circunstâncias, os administradores dessas empresas não mais serão avaliados em função de sua capacidade de criar condições para que o mercado seja atendido com níveis de qualidade de serviço adequados, a custos aceitos pelo regulador. Eles terão que demonstrar aos seus acionistas capacidade de rentabilizar o capital investido em níveis adequados, tendo em vista os riscos do negócio.

Esse cenário deverá provocar alterações profundas também nas relações entre empresas elétricas e seus fornecedores, seus consumidores e, principalmente, seus provedores de fundos. Nessas condições, é fundamental formular uma reorganização do mercado elétrico que estruture mecanismos capazes de minimizar os riscos dos agentes econômicos. Pois, os riscos de mercado e regulatórios serão parte importante da análise de viabilidade dos projetos elétricos, podendo influenciar significativamente o custo dos recursos que serão disponibilizados para as empresas.

Ao introduzir a concorrência e um novo regime regulatório, abre-se a perspectiva de maior rentabilidade para as empresas elétricas, porém surgem novos riscos que será necessário repartir entre todos os agentes. Este cenário coloca a necessidade de um agente setorial de financiamento disposto a mitigar os riscos do financiamento das novas centrais hidráulicas para que elas possam mostrar-se competitivas *vis-à-vis* as centrais térmicas.

Quanto às perspectivas das novas modalidades de financiamento para as empresas elétricas, elas devem ser analisadas a partir da grande diversidade de situações econômico-financeiras dessas empresas produzida pela crise dos anos 80. No caso das empresas de distribuição, as margens de comercialização são, de modo geral, bastante elevadas, permitindo a recuperação da capacidade de autofinanciamento e, conseqüentemente, melhorando a capacidade potencial de empréstimo dessas empresas.

Por outro lado, o papel de agente financeiro emerge como a função mais importante hoje exercida pela ELETROBRÁS, sendo os resultados obtidos nos dois últimos anos extremamente significativos. A importância da carteira de empréstimos e os problemas referentes à dívida de Itaipu parecem justificar, pelo menos durante o processo de transição, a presença da ELETROBRÁS como banco setorial. As mudanças nas condições de financiamento de grandes projetos, motivadas pelo surgimento de inovações financeiras mais adaptadas ao contexto de incerteza, provocam, por sua vez, uma importante mudança nas modalidades de captação de recursos externos.

No centro do processo de retomada de fluxos financeiros para a América Latina, as empresas energéticas ocupam posição de destaque captando recursos através da emissão de eurobônus e euro-notas. Apesar da elevada remuneração oferecida para atrair investidores institucionais, as condições

de captação estão melhorando em parte como um reflexo da liquidez internacional, mas também como resultado da mudança (ainda lenta!) dos operadores desses mercados quanto à confiança na estabilização macroeconômica e quanto ao risco de crédito das captações realizadas por empresas brasileiras. Essa deverá ser a tendência de captação de recursos das empresas geradoras (escoradas pelas garantias aportadas pela ELETROBRÁS) e também das empresas mistas, como a CEMIG e a COPEL.

Não obstante as grandes oportunidades de negócio na geração elétrica, observa-se ainda com ceticismo a possibilidade de uma ampla utilização do *project financing*. No curto prazo, ainda que com o apoio de instituições como o Banco Mundial, o desenvolvimento de projetos, através de técnicas inovadoras de financiamento, pode ter seu sucesso comprometido pelos seguintes fatores: as oportunidades de negócio no setor elétrico são crescentes com a possibilidade de privatização de concessionárias estaduais, uma vez que essas operações constituem opção atrativa para a aplicação de recursos oriundos de capitais privados, devido às suas altas margens de comercialização; em contrapartida, os riscos de implementação de um novo projeto de geração hidrelétrica num ambiente que se anuncia mais competitivo são bem mais elevados; o problema da repartição dos riscos ligados às externalidades ambientais e os recentes entraves para o enchimento do reservatório de Serra da Mesa modificaram a percepção do risco dos investidores para este tipo de empreendimento; e maior facilidade de captação de recursos nos mercados financeiros internacionais.

Dada a indefinição do modelo setorial e, em especial, das regras tarifárias que serão adotadas, a entrada de capitais privados estará direcionada, num primeiro momento, para a compra de ativos das empresas em processo de privatização, em detrimento dos projetos de construção de novas centrais. O desenvolvimento de projetos elétricos continuará dependendo das condições de captação de recursos nos mercados internacionais e de uma gestão econômico-financeira mais eficiente e flexível. Entretanto, dada a importância dos investimentos das companhias elétricas para a formação bruta de capital fixo na economia brasileira e seu papel para o desenvolvimento econômico nos próximos anos, é fundamental a adequação da estrutura industrial do SEB aos novos instrumentos que vêm sendo ofertados pelo mercado financeiro. Sem essa adequação, é possível que o mercado financeiro não se sinta confortável para assumir os riscos implícitos da nova estrutura, o que inviabilizaria o programa de expansão do setor.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGLIETTA, M. *Macroéconomie financière*. La Découverte, 1995. (Collection Repères)
- ALTOMONTE, H. e SANCHEZ-ALBABERA, F. *Las reformas energéticas en América Latina y el Caribe*. CEPAL, 1996.
- ALVEAL, C. *Os desbravadores: a PETROBRÁS e a construção do Brasil industrial*.— Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1994.
- ARGÜELLES, J. *Los marcos reguladores en los Estados Unidos después de la EPA*. 1996. mimeo
- ARIZU, B. e CARUSO, J. *Descripción del mercado mayorista argentino: organización, funcionamiento y procedimientos*. s.d. mimeo
- AVERCH, H. e JOHSON, L. Behaviour of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review*, v.52, p.1059-1069, Dez. 1962.
- BARBET, Ph. e GEOFFRON, P. Les innovations dans le champ des financements de l'industrie: déterminants et forme. In: ARENA, R.; BENZONI, L.; DE BANDT, J. e ROMANI, P. M. *Traité d'économie industrielle*. Coll. *Economie*, Paris, Economica, p.787-799, 1988.
- BECKER, G. A theory of competition among pressure group for political influence. *Quarterly Journal of Economics*, n.98, 1983.
- BERRIE, T. The new power sector planning. *Energy Policy*, Out. 1988.
- BONNER, F. The electricity supply industry: critique of the privatization proposals. *Energy Policy*, Fev. 1989.
- BRADLEY Jr., R. The origins of political electricity: market failure or political opportunism? *Energy Law Journal*, v.17, n.1, 1996.
- BUPP, I. e DERIAN, J. *The failed promise of nuclear power*.— New York: Basic Books, 1981.
- CARVALHO, F. *Keynes's concepts of finance and funding, and the structure of the financial system*. IEL/UFRJ, set. 1995. (Texto para Discussão, n.344)
- CARVALHO, F. *Sistema financeiro internacional: tendências e perspectivas*. Relatório de pesquisa para o projeto: Novas Modalidades de Financiamento para o Setor Elétrico. 1996.
- CHEVALIER, J. Les réseaux gaz et d'électricité: multiplication des marchés contestables et nouvelle dynamique concurrentielle. *Revue d'Économie Industrielle*, n.72, 2<sup>o</sup> trimestre de 1995.
- CIER. *Busca da excelência nas decisões econômico-financeiras das empresas de energia*. Elétrica. Cier. Brasil, 1994.
- CIER. *Comission de integración eléctrica regional en 1995*. Cier. Montevideo, 1996.
- CHANDLER JR., A. *Strategy and structure: chapters in the history of the industrial enterprise*.— Cambridge: MIT Press, 1962.
- CNE. *El sector energia en Chile*.— Santiago: Comission Nacional de Energia, 1993.
- COLLIER, H. *Developing electric power: thirty years of World Bank experience*.— Baltimore: John Hopkins, 1984.
- COOPERS e LYBRAND. *Relatórios preliminares: WPA1, WPA2, WPB3, WPB4 e WPC1*. 1997. mimeo

- CORDUKES, P. *A review of regulation of the power sectors in developing countries*. World Bank, fev. 1990. (Energy Series Paper, n.:22)
- CUDAHY, R. Purpa: the intersection of competition and regulatory policy. *Energy Law Journal*, v.16, n.2, p.419-440, 1995.
- DAVIDSON, P. Finance, funding, saving and investment. *Journal of Post Keynesian Economics*, Fall 1986.
- DE OLIVEIRA, A. *The key issues facing the electricity system of developing countries*.— Luxemburgo: COPED/CEC, 1991.
- \_\_\_\_\_. *Electricity system performance: options and opportunities for developing countries*.— Luxemburgo: COPED/CEC, 1992.
- \_\_\_\_\_. L'organisation du marché de l'électricité: évolution de l'approche des bailleurs de fonds. In: *Les variants institutionnelles pour les sociétés d'énergie: le cas du secteur électrique*. Seminário realizado em Libreville, 11-15 Outubro de 1993.
- \_\_\_\_\_. L'industrie électrique Latino-Américaine: une industrie en mutation. In: *Les variants institutionnelles pour les sociétés d'énergie: le cas du secteur électrique*. Seminário realizado em Libreville, 11-15 Outubro de 1993a
- DE OLIVEIRA, A. e PINTO Jr., H. La restructuration de l'industrie électrique en Amérique Latine: vers un nouveau mode d'organisation? *Revue de l'Energie*, Dez. 1994.
- DE OLIVEIRA, A. e LINHARES, J. *Setor elétrico brasileiro: diagnóstico e perspectivas*. 1994. mimeo
- THE ECONOMIST. Short circuit. 13/04/1996, p.47-49, 1996.
- \_\_\_\_\_. Britain's electricity shocker. 13/04/1996, p.14, 1996a.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *The changing structure of the electric power industry 1970-1991*.— Washington: EIA, 1993.
- ENRE. *Informe Annual 1993/1994*.— Buenos Aires: ENRE, 1994. 2 v.
- ENRE. *Informe Annual 1994/1995*.— Buenos Aires: ENRE, 1995. 2 v.
- FESSLER, D. The state of California plans. In: *IEEE Conference Presentations Summaries*, Belo Horizonte, 29 nov./1 dez. 1995. v.I.
- GEOFFRON, P. Evolution et perspectives du coprs analytique des innovations financières. *Revue d'Economie Politique*, n.6, p.843-872, nov./déc. 1992.
- GREINER, P. *Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro*. FGV/SP, 1994. Tese de Doutorado.
- GURLEY, J. e SHAW, E. *Money in a theory of finance*.— Washington: The Brookings Institution, 1960.
- HASSON, G. *El sistema eléctrico argentino: estructura institucional, regulacion e desempeño*.— Luxemburgo: COPED, 1992. (Discussion Papers)
- HENNEY, A. Order 888, between the lines. *Public Utilities Fortnightly*, p.34-36, jul. 1996.
- \_\_\_\_\_. Competition, confusion and chaos: the metering muddle. *Public Utilities Fortnightly*, p.26-29, nov. 1996a.

- HENNEY, A.. The power exchange: California goes competitive? *Public Utilities Fortnightly*, p.22-25, Mar. 1996b.
- HENNEY, A. e CRISP, S. Lessons for the US ? transmission pricing, constraints and gaming in England & Wales. *The Electricity Journal*, p.17-23, jan./fev. 1997.
- HOGAN, W. e RUFF, L. *Reshaping the electricity industry: competitive market structure and regulatory policy*. 1994. mimeo
- HUNT, S. *Competition in the electricity market: the England and Wales privatisation*. s.d. mimeo
- ISLAS SAMPERIO, J. *De la Turbine a vapeur a la turbine a gaz electrica: competição tecnologica et formation d'un nouveau paradigme.*— Grenoble: IEPE, 1995. Tese de Doutorado em Economia Aplicada.
- JAFFE, A. e KALT, J. *An economic analysis of electricity industry restructuring in New England*. 1995. mimeo
- JONES, S. e KREPPS, M. *Valuing assets: using options methods applied to stranded costs*. s.d. mimeo
- JOSKOW, P. e SCHMALENSE, R. *Markets for power — an analysis of electric utility deregulation.*— Cambridge: MIT press, 1985.
- KAHAL, M. *An economic perspective on competition an the electric utility industry, electric consumers' alliance.*— Indianapolis: 1995.
- KAHN, A. *The economics of regulation: principles and institutions.*— Cambridge: MIT Press, 1988.
- KANE, E. Accelerating inflation, technological innovation and the decreasing effectiveness of bankig regulation. *Journal of finance*, mai. 1981.
- KANE, E. Technological and regulatory forces in the developing fusion of financial-services competition. *Journal of finance*, jun. 1984.
- LITTLECHILD, S. Competition and regulation in the british electricity industry. *Utilities Policy*, p.270-275, out. 1992.
- LOSEKANN, L. *Privatização do setor elétrico: uma avaliação preliminar.*— Rio de Janeiro: IE/UFRJ, set. 1996. Monografia de Graduação.
- LUCAS, N. e TAYLOR, P. Structural deficiencies in electricity pricing in the pool. *Utilities Policy*, p.72-76, Jan. 1994.
- MACKERRON, G. e WATSON, J. The winners and losers so far. In: SURREY, J. *The British electricity experiment.*— Londres: Earthscan, 1996.
- MASON, M. *et alii. A review of the World Bank lending for eletric power.*— Washington: Banco Mundial, 1988.
- Mc GOWAN, F. *The UK energy industries and privatization*. SPRU, 1988. mimeo
- \_\_\_\_\_. Public ownership and the performance of the UK ESI. *Energy Policy*, Jun. 1988.
- MEDEIROS, R. *O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro.*— Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1993. Tese de Mestrado.
- MUNOSINSHE, M. e SANGHUI, A. *Recent developments in the US power sector and their relevance for developing countries.*— Washington, DC: World Bank, 1989.

- NAVARRO, P. A guidebook and research agenda for restructuring the electricity industry. *Energy Law Journal*, v.16, n.2, p.347-418, 1995.
- NELSON, R. e WINTER, S. *An evolutionary theory of economic change*.— Cambridge, Mass.: Harvard U.P., 1982.
- NEWBERRY, D. The restructuring of UK industries: what have we learned. In MACKERRON, G. e PEARSON, P. (coord.) *The UK energy experience: a model or a warning*. British Institute of Energy Economics Conference, Warwick, 11-12 Dec. 1995.
- OLADE. *Energy statistics*. Version n.7. Jul. 1995.
- OREN, S. Economic inefficiency of passive transmission right in congested electricity systems with competitive generation. *The Energy Journal*, v.18, n.1, p.63-83, 1997.
- O'SULLIVAN, J. et alii. Qualifying facilities. In: *The 1989 Electricity Yearbook*.— New York: Executive Enterprises Inc., 1989.
- PINHEIRO, A. O setor privado na infra-estrutura brasileira. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v.3, n.5, p.87-104, Jun. 1996.
- PINTO JR., H. *Financement, investissement et mode d'organisation des industries électriques: le cas des pays d'Amérique Latine*.— Grenoble: IEPE, 1993. Thèse de doctorat en Economie de l'Énergie de l'Université des Sciences Sociales de Grenoble - Institut d'Économie et Politique de l'Énergie.
- POLLIO, G. *Financial innovation and upstream petroleum development*. Boulder, Colorado: International Research Center for Energy and Economic Development, 1991. (Occasional Papers, n.14)
- PRADO, S. *Aspectos federativos do investimento estatal: o setor elétrico*. FUNDAP/IESP, 1994.
- ROSENBERG, N. *Inside the black box — technology and economics*.— Cambridge: Cambridge University Press, 1982.
- SANTOS, M. *Os novos desafios do setor elétrico — coordenação, integração e uso eficiente de energia*. III Encontro de Estudos Estratégicos, Rio de Janeiro, 14 de Outubro de 1996.
- SCHELEDER, E. Termoelectricidade e cogeração. *Brasil Energia*, n.195, p.33, jan. 1997.
- SURREY, J. *The british electricity experiment*.— Londres: Earthscan, 1996.
- SYNEX. *The chilean power sector reform*.— Santiago: Synex, 1995.
- TENENBAUM, B. et alii. Electricity privatization; structural, competitive and regulatory options. *Energy Policy*, p.1134-1160, dec. 1992.
- VELJANOVSKI, C. Privatization: experience with regulation. *Energy Policy*, Ago. 1989.
- WALKER, W. Information technology and the use of energy. *Energy Policy*, Out. 1985.
- WORLD BANK *Energy in developing countries*.— Washington: World Bank, 1980.
- \_\_\_\_\_. *The energy transition in developing countries*.— Washington: World Bank, 1983.
- \_\_\_\_\_. *The World Bank's role in the electric power sector*.— Washington: World Bank, 1993.
- ZENTENO, M. *La privatización del sector eléctrico en Chile*. 1995. mimeo
- VISCONTI, G. *A estratégia de captação de recursos pelas empresas do setor energético*.— Rio de Janeiro: IE/UFRJ, fev. 1997. Monografia de Graduação.

## **ANEXOS**





**Anexo 1**  
**Funcionamento do Mercado**



## 1. A EXPANSÃO DOS SISTEMAS

A expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, no Brasil, se dá por um planejamento centralizado, sob coordenação da ELETROBRÁS, em conjunto com as empresas concessionárias, através do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS -, criado em 1982.

O GCPS elabora o Plano Decenal de Expansão, que atualiza anualmente o Plano de Longo Prazo do Setor Elétrico, conforme estabelecido no Decreto nº 96.652/88.

O Plano Decenal é fundamentado, pelo lado da demanda, nas previsões de mercado para os períodos em foco, e, pelo lado da oferta, na seqüência ótima de obras destinadas ao atendimento da carga projetada, levando em conta a disponibilidade para investimentos e a viabilidade físico-construtiva dos empreendimentos.

A projeção de mercado é elaborada pelo Comitê Técnico para Estudo do Mercado - CTEM, que toma como base a previsão de evolução do PIB, identificando as relatividades regionais, dentro do ambiente macroeconômico esperado para o período de planejamento.

São definidos então, pelo Plano Decenal de Expansão, os Programas Decenais de Geração, Transmissão e Distribuição, que permitem a visualização coordenada de todo investimento necessário à expansão do SEB.

Preservando-se os condicionantes estratégicos de longo prazo, a programação da entrada de obras de geração se dá por ordem crescente do índice de custo-benefício, alocadas no tempo para atender ao crescimento de mercado previsto, a partir de critérios probabilísticos de risco de déficit de energia e de corte no atendimento à demanda máxima do sistema (ponta), minimizando-se com isso o custo econômico para a sociedade.

Algumas variáveis aleatórias podem inviabilizar a otimização desse processo, como vazões dos rios, crescimento de mercado e disponibilidades financeiras, item este que ultimamente tem sido a principal condicionante do planejamento.

A escassez de recursos tem conduzido a constantes revisões do cronograma de obras, o que tem prejudicado a seqüência crescente (ótima) dos custos econômicos de cada projeto e o cumprimento dos prazos necessários ao atendimento às necessidades do mercado. Com isso, cresceu o risco de racionamento (déficit) no horizonte de planejamento. Então, usinas que podem entrar em operação mais rapidamente ganharam grau de prioridade maior.

As maiores dificuldades situam-se no sistema interligado S/SE/CO. No sistema interligado N/NE, a conclusão da usina de Xingó, único empreendimento de porte em andamento nessa região, equacionará o suprimento de energia até o ano 2000.

Um indicativo interessante produzido pelo Plano Decenal de Geração é o *Custo Marginal de Expansão de Geração*, que é a referência para avaliar o custo para produzir o adicional de 1 MWh, que na verdade é o custo incremental médio do programa decenal elaborado, o qual considera os investimentos nas obras de geração entre o sexto e o décimo ano de horizonte de planejamento. Essa consideração quanto ao período deve-se ao fato de que o tempo necessário entre a decisão do investimento e a entrada em operação em unidades de geração é de cinco anos. Esse custo marginal, como será visto mais à frente, é a base da estruturação tarifária

Na transmissão, os estudos de longo prazo (como o Plano 2015) estabelecem linhas gerais para o desenvolvimento da transmissão, com base em estratégias governamentais, em perfeita coordenação com os estudos energéticos que definem a alocação e a seqüência dos empreendimentos de geração.

Os estudos de médio prazo, em que são revistas as premissas socioeconômicas, definem o Plano Decenal da Transmissão, que no horizonte do programa Plurianual de Investimentos (os primeiros cinco anos) está integrado ao Planejamento da Operação para a otimização do desempenho dos sistemas de transmissão através de obras que se fazem necessárias, dadas as restrições identificadas na Operação.

O Programa Decenal de Obras de Transmissão é executado a partir da compatibilização dos programas de cada empresa na busca ao atendimento do crescimento regional de mercado e ao programa de Obras de Geração.

Também na Transmissão há postergação de obras devido às restrições econômico-financeiras, o que leva ao aumento do nível de perdas, sobrecargas em equipamentos e instalações, ocasionando portanto redução de confiabilidade.

Um produto importante, resultado desse processo, é o *Custo Marginal da Transmissão*, médio para os períodos entre o quarto e o décimo ano. Esses custos, nos níveis de tensão, são agregados aos de produção na estruturação tarifária, determinando os custos marginais de atendimento nos níveis de tensão.

O Programa Decenal da Distribuição é responsabilidade da Comissão de Programas de Investimentos da Distribuição que congrega as empresas do Norte e Nordeste, o Comitê de Distribuição - Codi e a Associação Brasileira das Concessionárias de Energia Elétrica - ABCE.

O planejamento da expansão dos sistemas de distribuição urbana é feito pelas empresas segundo critérios próprios. Compreendem a análise da evolução de índices técnico-operativos com a expansão do mercado. Os programas de obras são definidos a partir da identificação das ampliações/expansões necessárias à manutenção dos índices em patamares adequados.

Quanto ao planejamento da distribuição rural, a programação de obras depende de programas e financiamentos específicos, já que esses empreendimentos, por si só, não proporcionam retorno econômico de interesse das concessionárias.

## 2. A OPERACIONALIZAÇÃO

O uso conjunto dos recursos hídricos para geração de energia elétrica, por diversos concessionários em uma mesma bacia, leva à interdependência operativa entre eles, pois da defluência de uma usina<sup>1</sup> a montante (acima na cascata de um rio) depende a água afluente necessária à geração a jusante (abaixo na cascata de um rio).

A utilização isolada da água em uma usina hidroelétrica, por uma determinada empresa, com vistas ao atendimento de seu mercado, poderia estar inviabilizando ou levando a vertimentos em uma usina a jusante.

Com vistas à otimização desse sistema basicamente hidroelétrico, criou-se, em 1973, o Grupo Coordenador para a Operação Interligada - GCOI, que coordena a operação dos sistemas integrados S/SE/CO e N/NE. Funciona como um condomínio administrado pela ELETROBRÁS, no qual os ônus e vantagens do processo são divididos entre todos os agentes.

---

<sup>1</sup> Defluência é o volume de água liberado no processo produtivo de uma usina.

Com a abundância dos aproveitamentos hídricos existentes no país até os dias de hoje, seria inviável um empreendimento termoelétrico. Portanto, a geração térmica, que representa 6,8% da capacidade instalada do sistema interligado, tem papel complementar ao bloco de geração hidráulica. Essa produção não está destinada apenas aos consumidores da empresa proprietária da usina e sim à melhoria de qualidade e confiabilidade do atendimento ao mercado do sistema interligado como um todo. Para tanto, os custos de combustíveis para a operação dessas unidades é rateado entre as empresas distribuidoras, proporcionalmente a seu mercado.

O instrumento oficial do planejamento da operação energética é o *Plano de Operação*. Esta atividade dá prosseguimento às linhas definidas no GCPS, administrando os desvios de planejamento da expansão, devido à aleatoriedade de variáveis como vazões afluentes, mercado e disponibilidades financeiras.

É elaborado com periodicidade anual, contemplando um horizonte de cinco anos, e apresenta um detalhamento mensal para o primeiro ano de estudo. O principal resultado é a determinação dos intercâmbios de energia entre empresas, incluindo Itaipu, que são contratados entre as partes para o primeiro ano, em aditamento ao contrato de longo prazo, estabelecido com base nos resultados obtidos no GCPS e revistos se forem superiores aos determinados neste fórum.<sup>2</sup>

As disponibilidades de potência máxima e geração média de Itaipu, definidas como dados de entrada para o Plano de Operação, e compulsoriamente contratadas pelas empresas, são determinadas pelo Plano Anual de Suprimento de Energia Elétrica de Itaipu elaborado por: Itaipu; Ande, pelo Paraguai; ELETROBRÁS, Furnas, Eletrosul, pelo Brasil.

Os Programas de Operação, elaborados no GCOI pelo Grupo de Trabalho de Programação da Operação – GTPR, são os instrumentos de planejamento da operação no curto prazo, em que são monitoradas as diretrizes do Plano e apuradas, com mais precisão, a evolução das variáveis de mercado e as vazões afluentes.

Conhecendo-se os níveis de armazenamento de água dos reservatórios do sistema e a carga total a ser atendida, determina-se o Custo Marginal de Operação, que indica a necessidade de entrada em operação das usinas térmicas.

Nesse horizonte, são sinalizados intercâmbios de energia entre as empresas, dissociados de seus contratos comerciais, predefinidos no planejamento anual, contemplando restrições operativas e a busca da operação otimizada. Portanto, o despacho ou alocação das usinas na curva de carga independe dos valores contratuais vigentes entre geradores e distribuidores.

As diretrizes são elaboradas em etapas semanais e servem de *input* à Programação Diária da Operação. A programação diária, em base horária, é coordenada no GCOI pelo GTPR, no Rio de Janeiro. Uma rede de comunicações de dados, o Sistema de Apoio à Programação da Operação – SAPO -, proporciona rapidez na transferência de informações entre as empresas e traz maior confiabilidade e garantia de cumprimento de metas.

O processo tem como principais entradas a demanda prevista na etapa mensal da programação, os níveis de armazenamento reais dos reservatórios, vazões, desligamentos previstos para o dia posterior e o cronograma de manutenções programadas.

---

<sup>2</sup> Os atrasos no cronograma de obras de expansão e a não-realização de mercados previstos quando da elaboração do primeiro contrato em 1993 (Lei nº 8.631) levaram à solução de ajustes contratuais de intercâmbio, mesmo quando este é menor que o valor originalmente contratado.

A meta perseguida nesta etapa é o nível de armazenamento dos reservatórios sinalizados pelo Programa Semanal de Operação, dado que é a principal variável na otimização do sistema, ou seja, maximização da garantia de atendimento ao menor custo.

Compatibilizadas as gerações horárias das Usinas e intercâmbios entre empresas, é então enviado ao Centro Nacional de Operação dos Sistemas - CNOS, em Brasília, o programa horário de produção, juntamente com recomendações elétricas e energéticas que orientem a supervisão e controle. As áreas de programação das empresas enviam a seus Centros de Operação de Sistemas - COS - o programa de geração horária de suas usinas, para o dia seguinte.

A supervisão e o controle da operação em tempo real são feitos através do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada - SINSC, no CNOS e nos COS das empresas.

Estão interligadas ao CNOS, através da rede de transmissão de dados do SINSC, as empresas geradoras federais, a CESP, CEMIG, LIGHT, ELETROPAULO, COPEL e CEEE.

Nessa etapa, a partir das programações definidas na etapa anterior, efetua-se o monitoramento das condições de estabilidade do sistema e ações preditivas e corretivas são tomadas para sua manutenção. Da análise operativa em tempo real, são retirados subsídios para as etapas semanais e diárias da programação, no que se refere a restrições e riscos.

**Anexo 2**  
**Trajetória dos Investimentos e Suas Fontes**





Ao analisar-se a trajetória dos investimentos realizados nos últimos 25 anos, observa-se nas décadas dos 70 e 80 um padrão na estrutura dos investimentos, como mostra a tabela 1, com predominância dos investimentos em geração, que oscilaram entre 51,8% e 65,7% do total, na transmissão variaram entre 19,1% e 29,7%, enquanto na distribuição na faixa entre 10,1% e 18,8%.

TABELA 1  
Evolução dos Investimentos do Setor Elétrico  
Brasileiro por Subprogramas  
1970/91

(Em % e US\$ milhões)

ANOS	INVESTIMENTOS				
	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO	INST. GERAIS	TOTAL
1970	54,34	21,69	17,18	6,79	2.876,90
1971	58,80	22,89	12,40	5,91	3.229,90
1972	58,22	23,73	12,44	5,61	3.694,90
1973	56,34	23,57	14,71	5,39	4.302,10
1974	59,60	20,25	14,09	6,06	4.866,60
1975	53,63	29,75	11,07	5,55	6.116,10
1976	60,39	24,21	10,73	4,67	6.882,80
1977	61,55	23,53	10,71	4,21	7.767,40
1978	60,72	23,87	11,38	4,04	8.737,20
1979	55,21	28,55	11,53	4,71	8.396,80
1980	61,79	24,89	10,08	3,16	8.123,00
1981	63,22	22,30	10,74	3,74	8.620,10
1982	65,73	20,45	11,30	2,52	9.151,30
1983	63,16	22,79	11,24	2,81	7.032,40
1984	57,04	23,55	15,68	3,73	6.289,70
1985	51,81	24,90	18,77	4,52	7.012,10
1986	50,95	24,79	16,54	7,72	6.649,60
1987	53,93	27,86	11,59	6,63	9.379,50
1988	54,82	28,16	10,72	6,30	7.780,30
1989	63,66	19,32	12,11	4,91	6.482,50
1990	57,69	17,25	18,12	6,95	5.242,30
1991	63,31	18,76	10,79	7,15	4.367,70

Fonte: Prado, S. in "Aspectos Federativos do Investimento Estatal: o Setor Elétrico", FUNDAP/IESP, 1994.

Em 1980, as inversões no setor atingiram um patamar superior a 178% em relação a 1970, enquanto de 1980 para 1990 caíram 22%, patamar esse que se manteve na década de 90. Em termos de ampliação da capacidade instalada, durante a década de 70, as geradoras do complexo ELETROBRÁS ampliaram em cinco vezes sua capacidade, enquanto as estaduais duplicavam sua capacidade. Nos anos 80 seguiu-se a mesma tendência. Isso ocorreu não apenas pela forte inibição imposta pelo evento Itaipu, como também pela reversão do crescimento econômico ocorrida na virada da década, colocando o setor numa situação momentânea de fortes excedentes de energia. Chama atenção o fato de que, entre 1983 e 1991, período da entrada em operação de Itaipu, as grandes empresas estaduais acrescentaram apenas 600 MW, enquanto as federais acrescentaram cerca de 7.000 MW e Itaipu acrescentou 12.600 MW<sup>1</sup> de capacidade instalada.

Do ponto de vista regional, constata-se a forte participação relativa das regiões Sul e Sudeste, decorrente da concentração dos mercados consumidores e dos aproveitamentos hidroelétricos. A participação da região Sudeste, muito elevada no início do período (77%), quando a maior parte do investimento envolvia os aproveitamentos nela localizados, reduz-se sistematicamente até um nível

<sup>1</sup> A quota-parte brasileira é de 6.300 MW, entretanto a quota-parte paraguaia está destinada ao Brasil.

mínimo de 32% em 1983, definindo um novo patamar de cerca de 40% a 45% nos anos 80, em função tanto do gasto com Itaipu quanto com os elevados níveis de investimentos nas regiões Norte (1980-1985) e Nordeste (1987-1989) (ver tabela 2).

TABELA 2  
Evolução dos Investimentos do Setor Elétrico Brasileiro por Região  
(Em % e US\$ milhões)

ANOS	REGIÃO				ITAUPU	TOTAL
	NORTE	NORDESTE	SUL	SE/CO		
1970	3,19	9,66	16,30	70,85	0,00	2.876,90
1971	3,46	11,40	13,15	71,99	0,00	3.229,90
1972	4,21	11,61	13,78	70,40	0,00	3.694,90
1973	3,45	15,85	11,30	69,40	0,00	4.302,20
1974	3,23	16,59	12,83	66,76	0,59	4.866,60
1975	3,10	15,22	13,74	61,75	6,20	6.116,10
1976	3,96	14,78	11,69	59,32	10,23	6.882,60
1977	5,81	14,04	11,67	54,91	13,58	7.767,40
1978	7,11	15,05	14,58	45,27	17,99	8.737,20
1979	10,76	14,56	14,52	43,45	16,71	8.696,90
1980	16,57	11,95	12,65	38,14	20,69	8.123,00
1981	21,90	9,38	9,01	35,11	24,60	8.620,00
1982	21,83	8,50	8,87	39,19	21,61	9.151,40
1983	27,83	12,46	11,46	31,00	17,26	7.032,50
1984	20,40	14,60	9,57	36,80	18,64	6.289,70
1985	17,19	14,13	11,60	42,05	15,04	7.012,20
1986	13,40	12,87	11,17	44,89	17,67	6.649,50
1987	14,51	19,82	10,07	40,98	14,62	9.379,40
1988	11,25	16,37	12,34	44,31	15,73	7.780,30
1989	8,54	18,51	11,51	44,46	16,98	6.482,60
1990	4,75	14,26	13,20	61,02	6,78	5.442,50
1991	2,86	21,57	11,70	54,70	9,17	4.367,70

Fonte: Prado, S. in "Aspectos federativos do investimento estatal: o setor elétrico" - FUNDAP/IESP - 1994.

O comportamento das fontes e aplicações de recursos ao longo da última década e a evolução da estrutura de financiamento no modelo atual são apresentados na tabela 3.

TABELA 3  
Evolução da Estrutura de Fontes e Aplicações do Setor Elétrico Brasileiro

FONTES / USOS	(Em %)					
	1970	1975	1980	1985	1989	1994
FONTES DE RECURSOS	100	100	100	100	100	100
REC. GERADOS INTERNAMENTE	42	44	44	38	11	67
RECURSOS OPERACIONAIS	25	20	29	25	8	54
IUEE	7	8	4	3	0	0
EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO	10	7	5	4	2	0
RGR	0	9	6	6	1	13
RECUR. DA UNIÃO E ESTADOS (1)	21	18	5	2	44	21
EMPRÉST.E FINANCIAMENTOS (2)	37	38	51	60	45	12
APLICAÇÕES DE RECURSOS	100	100	100	100	100	100
INVESTIMENTOS	76	75	54	40	25	70
SERVIÇO DA DÍVIDA	14	15	31	68	98	66
DIVIDENDOS E OUTROS	0	2	7	2	19	8
VAR. DO CAPITAL CIRC. LÍQ.	10	8	8	-10	-42	-44

Fonte: Seminário "Reforma do Setor Elétrico" DNAEE/ELBA/COPEL, Palestra do dr. Paulo Roberto R. Pinto.

(1) Inclui Apropriação da CRC - Encontro de Contas com o Tesouro Nacional.

(2) Inclui Avisos M.F.

Apesar da limitação desse dados, pode-se observar que a estrutura de financiamento foi bastante equilibrada, ao longo do período, caracterizado pelo crédito bancário internacional barato e abundante, tarifas relativamente adequadas e estimativas otimistas quanto ao crescimento do consumo. Assim, a necessidade de investimentos para a expansão do sistema elétrico era bastante significativa. Esse contexto favorável começou a transformar-se a partir do final da década de 70, devido aos seguintes fatores:

- o aumento explosivo das taxas de juros internacionais, elevando os encargos financeiros da dívida externa anteriormente contratada;
- o segundo choque do petróleo e implementação de uma política energética que incentivava a substituição dos derivados por fontes de energia renováveis. A eletricidade cumpriu papel preponderante nesse programa de substituição. No entanto, o setor elétrico acabou sofrendo uma compressão de suas tarifas, já que um dos principais instrumentos utilizados pelo governo foi a política de preços; e
- em 1982, com a moratória mexicana, as restrições financeiras tornam-se mais agudas, pois os créditos internacionais provenientes dos bancos privados internacionais começam a estancar. As empresas elétricas ainda conseguiram captar recursos externos até 1984, mas a maior parcela desses recursos não financiava os investimentos, mas sim cobria empréstimos vencidos. Esse aspecto caracteriza o início de uma crise puramente financeira.

Essa situação combinava o “pior dos mundos” para as empresas elétricas. Conforme mencionamos acima, as estimativas de crescimento determinaram a condução de um enorme programa de investimentos que resultou no lançamento de diversos projetos de construção de centrais. Todas essas obras lançadas estavam ligadas a expectativas de crescimento da demanda e das tarifas (de receitas tarifárias) e de entrada de recursos externos que não se concretizaram. Ou seja, dois pilares importantes da estrutura de financiamento (autofinanciamento e financiamento externo) não puderam contribuir como se esperava para o financiamento dos novos investimentos. Nessas circunstâncias, os investimentos setoriais passaram a ser sustentados basicamente pela parcela relativa ao financiamento interno, via transferências do Tesouro, uma vez que as condições no mercado nacional de capitais (volume disponível e taxas de juros exorbitantes) não favoreciam investimentos de longo prazo.



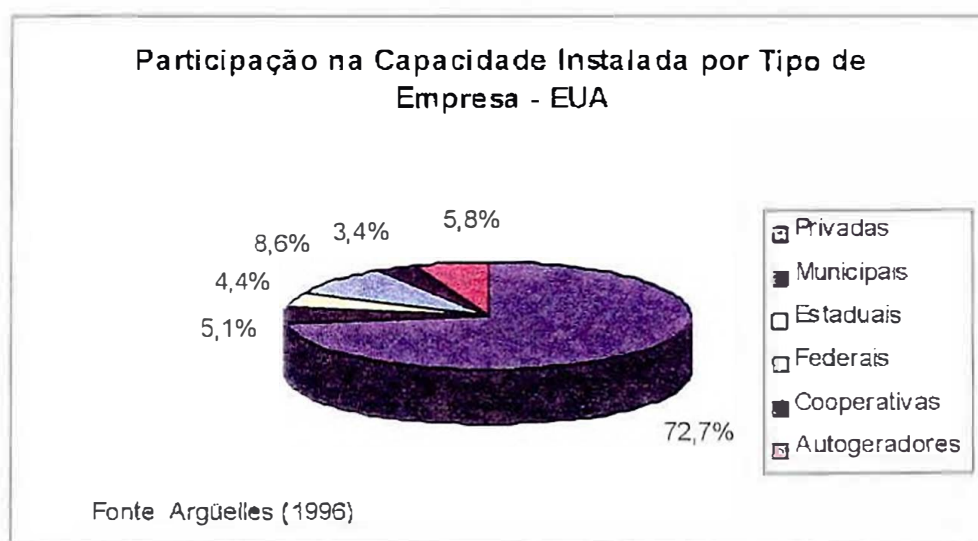
**Anexo 3**  
**Experiências Internacionais: Estudos de Casos**



## 1. O CASO AMERICANO

A ISE americana caracteriza-se pela sua dimensão (700.000 MW de capacidade instalada), pelo grande número de concessionárias e pela diversidade de situações. As empresas privadas controlam a maior parte do sistema elétrico (cerca de 73% da capacidade instalada), porém existe uma significativa parcela sob controle estatal<sup>1</sup> (9% da capacidade instalada nas mãos do governo federal e 10% dos governos estaduais e municipais) e de cooperativas de consumidores e autogeradores (8%). As concessionárias verticalmente integradas (cerca de 200) são privadas e as muitas concessionárias municipais operam como distribuidoras de eletricidade, adquirindo sua energia de geradoras federais ou das empresas verticalmente integradas.

FIGURA 1



O mercado elétrico americano é fortemente regulamentado. O papel regulador do governo federal (Federal Electric Regulatory Commission – FERC) fica restrito à regulação das relações comerciais interestaduais das concessionárias, sendo os reguladores estaduais (Public Utilities Commission – PUC) responsáveis pelo essencial da supervisão e controle da atuação das concessionárias, inclusive no que se refere à política tarifária. Apesar da diversidade de situações e do grande número de concessionárias, o sistema elétrico americano é operado de forma cooperativa, estruturando-se *pools* regionais, supervisionados continuamente pelos órgãos reguladores, para permitir a busca da otimização do uso do parque instalado [Joskow & Schmalensee (1985)].

Essa organização industrial emergiu de mais de cinquenta anos de desenvolvimento do mercado elétrico sob a égide da legislação Puhca, editada pelo governo Roosevelt, durante a Grande Depressão (1935). Esse dispositivo legal definiu as condições de operação das concessionárias: obrigação de servir todo consumidor na área franqueada; garantia de exclusividade na zona geográfica franqueada; remuneração *adequada*, para investimentos *prudentes* (sic); regulador com papel quase-judicial e quase legislativo; utilização de procedimentos judiciais e soluções compensatórias para arbitrar conflitos; e supervisão dos planos de expansão e da qualidade dos serviços elétricos pelo regulador.

<sup>1</sup> Nesse caso, trata-se, na maior parte, dos casos de centrais hidrelétricas.



Até a década de 70, essa estrutura industrial funcionou a contento. Após o primeiro choque do petróleo, contudo, os custos das concessionárias não pararam de crescer, principalmente no que se refere aos custos de capital [Kahn (1988)]. Por outro lado, a preocupação com o abastecimento energético levou o Governo Carter a editar lei (*Energy Policy Act*), em 1978, que pretendia promover a transição ordenada do sistema energético americano para fontes alternativas ao petróleo. Dentre outros dispositivos, essa lei introduziu um conjunto de incentivos (PURPA) que objetivavam oferecer condições econômicas favoráveis à difusão da co-geração e do uso de fontes renováveis de energia. Para tanto, foi criada a figura jurídica dos *geradores qualificados* (*qualified facilities*)<sup>2</sup>, que tiveram garantido o mercado para toda sua energia excedente (obrigação de compra pela concessionária da sua área geográfica) a uma tarifa de custo evitado (*avoided cost*); isto é, uma tarifa equivalente à solicitada pela concessionária local nos seus projetos de expansão da oferta.

Essa tarifa, interpretada como o custo marginal de longo prazo da concessionária, mostrou-se extremamente rentável no caso dos geradores qualificados. Desde então, tem ocorrido forte expansão da oferta de eletricidade por parte de novos geradores, independentes das concessionárias (EIA, 1993). Isso é explicado pelo fato de estes geradores não estarem submetidos à legislação Puhca e, portanto, não terem seus custos supervisionados pelo regulador. Como sua tarifa está previamente fixada (no nível do custo evitado) e os custos não estão controlados (como ocorre com as concessionárias), toda redução de custos obtida pelo gerador independente aumenta sua lucratividade. O mesmo não ocorre no caso das concessionárias porque no seu regime tarifário (custo do serviço) a lucratividade é controlada, sendo toda redução de custo repassada para os consumidores sob a forma de menores tarifas. Obviamente, esse regime não incentiva redução de custos.

A emergência de muitos geradores independentes, de certa forma, sancionou as críticas ao regime regulatório que vinham sendo formuladas há algum tempo. Dessa perspectiva, os custos estariam crescendo não por falta de oportunidades de redução de custos, mas sim pela acomodação das concessionárias, no que se refere ao controle de seus custos. Para reverter a tendência crescente dos custos era, portanto, necessário abrir o mercado para os geradores independentes e promover a concorrência na expansão de capacidade adicional de geração. Paulatinamente, as concessionárias americanas foram perdendo o monopólio da expansão da oferta de eletricidade, sendo obrigadas a concorrer com geradores independentes sempre que uma nova central se fez necessária para atender ao mercado em expansão.

Em 1992, o Congresso Americano editou nova lei energética que alterou profundamente as condições de operação do mercado elétrico naquele país (EIA, 1993). Esta legislação garante o acesso às redes de transporte para os geradores independentes de eletricidade, permitindo assim que sua energia possa ser diretamente negociada com os grandes consumidores. Em outras palavras, abriu-se o mercado elétrico à concorrência, passando as concessionárias estabelecidas a ter de competir com os geradores independentes na oferta de eletricidade para uma boa parte de seu mercado. Em contrapartida, as concessionárias viram reduzidas as amarras financeiras, previstas na legislação Puhca, podendo gerir melhor seu fluxo de caixa.

Os efeitos dessa nova legislação têm sido enormes. O principal deles foi a rápida expansão da oferta independente de eletricidade, a custos sempre inferiores aos das concessionárias, particularmente nos estados onde as tarifas são muito elevadas (ver tabela 1). Livres dos controles dos reguladores, os geradores independentes lançaram-se na conquista de mercados cativos das concessionárias, explorando novas oportunidades oferecidas principalmente pela abertura do mercado do gás natural

<sup>2</sup> No caso dos co-geradores, foram especificados níveis mínimos de eficiência na utilização efetiva das calorias contidas nos combustíveis queimados; no caso das fontes renováveis, bastava atender a requisitos técnicos operativos do sistema.

e pela tecnologia do ciclo combinado [Islas Samperio (1995)]. Paulatinamente, a desverticalização das concessionárias americanas vem-se processando na prática e, rapidamente, tem-se constituído um mercado não regulado para os geradores de eletricidade. Parcela crescente da energia elétrica gerada tem seu preço governado pelos geradores independentes, estruturando-se regimes contratuais e mercados futuros para dar sustentação aos projetos de expansão.

TABELA 1  
Tarifas Médias  
- consumidores industriais nos EUA -  
(Em US\$/MWh)

CONSUMIDORES	
NEW ENGLAND	83,5
- NEW HAMPSHIRE	93,5
MID-ATLANTIC	70,3
- NEW JERSEY	81,6
PACIFIC	63,8
- CALIFORNIA	71,9
EAST SOUTH CENTRAL	42,4
- KENTUCKY	34,4
MOUNTAIN	43,5
- IDAHO	27,7

Fonte: Kahal (1995).

Essa nova situação tem constrangido as concessionárias verticalizadas, que por razões históricas encontram-se com altos custos de geração (comparados com os oferecidos pelos geradores independentes), a enfrentar uma difícil perspectiva financeira, já que boa parcela de seus investimentos tornaram-se irrecuperáveis (*stranded*). Tal situação tem gerado uma forte disputa entre concessionárias, reguladores (estaduais e federal), consumidores e geradores independentes sobre o ritmo e as condições econômicas que devem governar a abertura das redes de transporte [Navarro (1995)].

O aspecto mais visível desta disputa são, obviamente, os custos irrecuperáveis, cuja estimativa inicia-se em US\$ 10 bilhões indo até US\$ 200 bilhões.<sup>3</sup> As concessionárias argumentam, com legitimidade, que seus investimentos foram feitos de boa fé, sob a supervisão dos reguladores, não sendo, portanto, aceitável, do ponto de vista estritamente legal, que novas regras de jogo venham a impor pesados prejuízos a seus acionistas. Os grandes consumidores, particularmente aqueles localizados nas regiões de custos elétricos elevados, argumentam que suas tarifas não podem permanecer elevadas, pois sua competitividade econômica é colocada em risco. Os pequenos consumidores reagem à perspectiva de os custos irrecuperáveis serem a eles repassados, provocando substancial elevação de suas tarifas.<sup>4</sup> No entanto, o regulador federal (FERC) pressiona na direção da rápida abertura da rede, tendo emitido em abril de 1996 uma diretiva (*order 888*) que especifica regras para a recuperação, pelo menos parcial, dos custos irrecuperáveis. Com essa diretiva, o regulador federal pretende promover o incremento rápido dos fluxos de energia das regiões de baixo custo para as de alto custo, reduzindo as tarifas elétricas nestas últimas.<sup>5</sup> Contudo, os reguladores estaduais, pressionados por seus constituintes locais, procuram defender suas concessionárias do risco de prejuízos ou seus pequenos consumidores de aumentos tarifários. Esse conflito de interesses tem dificultado a aceleração

<sup>3</sup> A dificuldade na estimativa dos custos irrecuperáveis reside em estimar a evolução do custo econômico da energia elétrica. Para informações mais detalhadas consultar Navarro (1995).

<sup>4</sup> Para defender seus interesses, os pequenos consumidores constituíram uma organização não-governamental chamada Electric Consumers Alliance, que publica mensalmente uma "newsletter".

<sup>5</sup> Na diretiva estima-se que o seu benefício líquido será uma redução de custos da ordem de US\$ 3,8 a US\$ 5,4 bilhões de dólares.

do processo de reforma do setor elétrico nos Estados Unidos. Os movimentos mais agressivos têm ocorrido nos estados com tarifas elétricas elevadas, como são os casos da Califórnia [Fessler (1995)] e da Nova Inglaterra [Jaffe & Kalt (1995)].

O regulador da Califórnia, por exemplo, depois de três anos de debate sobre a reforma de seu setor elétrico, emitiu diretiva ao final de 1995 que introduz a concorrência no abastecimento dos consumidores finais. Para tanto, foram criados dois novos agentes setoriais: o Operador Independente do Sistema de Transmissão (*Independent System Operator*) e a Bolsa de Energia (*Power Exchange*).

O primeiro agente passará a operar o conjunto das redes de transmissão das diversas concessionárias da Califórnia,<sup>6</sup> tendo como responsabilidades assegurar a confiabilidade do sistema e a sua operação eficiente, bem como oferecer condições de acesso transparentes e não-discriminatórias, em termos econômicos, a todos os agentes do mercado. Não é permitido à ISO ter qualquer interesse financeiro na comercialização de energia, tampouco comprar ou vender eletricidade, sendo sua regulação exercida em nível federal, pela FERC.

O segundo agente determinará o despacho econômico (*unconstrained dispatch*) das centrais com base nas propostas de preço (para cada meia ou uma hora do dia) que lhe serão enviadas pelos geradores (oferta) e pelos consumidores/distribuidores (demanda). A ISO utilizará essa informação para determinar o despacho físico (*constrained dispatch*), que deverá levar em conta os níveis de congestão nas linhas de transporte e a necessidade de ser mantida a qualidade do serviço. Os geradores receberão o preço determinado pela interação das curvas de oferta e demanda, no nível de cada centro de carga, porém os consumidores/distribuidores pagarão um único preço, determinado pela interação das curvas de oferta e demanda globais.<sup>7</sup>

Visando a equacionar o problema dos custos irrecuperáveis, foi também introduzida uma taxa transitória (*Competitive Transition Charge*) a ser paga por todos os consumidores, a qual deve cobrir a diferença entre os custos contábeis das centrais de geração e o eventual preço de mercado da energia elétrica.

Enquanto os estados com tarifas elétricas muito elevadas têm sido agressivos na reforma, os de tarifas mais baixas têm adotado posição conservadora, preferindo aguardar a consolidação das mudanças nos estados pioneiros. Contudo, a dinâmica do processo parece ser irreversível: as concessionárias integradas estão paulatinamente desengajando-se das atividades de geração, abrindo espaço crescente para os geradores independentes; os grandes consumidores, assim como as concessionárias de distribuição, estão buscando novas fontes de suprimento elétrico, com preços competitivos; tem ocorrido uma forte diversificação nos serviços elétricos, com novos esquemas tarifários. O nó górdio do debate tarifário americano tem sido o regime a ser adotado para as redes de transporte, sem que até o momento se tenha uma definição clara dos critérios definitivos que serão adotados [Oren (1997), Hogan & Ruff (1994)].

Por outro lado, as tensões entre o regulador federal (FERC) e os reguladores estaduais têm sido crescentes, já que estes últimos são percebidos por Washington como força conservadora, que vem retardando a necessária reforma do setor elétrico americano. Após vinte anos de reforma, a questão da nova organização institucional que deve governar as redes de transporte e o regime a ser adotado para suas tarifas estão no centro do debate, contudo, o pano de fundo permanece sendo a repartição dos custos irrecuperáveis entre os diversos agentes do sistema elétrico.

<sup>6</sup> As concessionárias permanecem proprietárias dos ativos e são responsáveis pela sua manutenção, sendo remuneradas pela ISO.

<sup>7</sup> Existem dúvidas quanto à operacionalidade dessa solução [Henney (1996)].

## 2. O CASO INGLÊS

A nacionalização da ISE inglesa no pós-guerra provocou a sua reorganização industrial sob a forma de um monopólio de geração/transmissão (*Central Electricity Generating Board-CEGB*) e doze distribuidoras regionais (*Regional Electricity Boards-REB*). A CEGB (capacidade instalada de 54,5 GW) ofertava energia a todas as REB em regime de tarifa única de suprimento e as REB agregavam seus custos específicos de distribuição para formularem suas propostas tarifárias para os consumidores finais ao Departamento de Energia do Ministério de Indústria e Comércio, a quem cabia aprová-las. Alguns poucos grandes consumidores abasteciam-se diretamente das linhas de transmissão da CEGB, pagando tarifas de suprimento.<sup>8</sup>

Ao subir ao poder, o Governo Thatcher incorporou as críticas que vinham sendo crescentemente veiculadas nos círculos conservadores à organização industrial da ISE: preferência por soluções tecnológicas capital-intensivas (efeito Averch-Johnson); falta de incentivos para a redução de custos; padronização de serviços e pouca atenção para as necessidades dos consumidores; aversão ao risco tecnológico; planos de expansão ditados pela lógica da CEGB; e papel passivo das distribuidoras no planejamento de expansão. Esses elementos estariam induzindo a ISE a ineficiências alocativas e produtivas que aumentavam desnecessariamente os custos setoriais, exigindo o comprometimento de parcelas crescentes do orçamento fiscal com os seus planos de expansão.

Esse diagnóstico levou o Governo Thatcher a abrir as redes de transporte em 1983 para que produtores privados, independentes da CEGB, pudessem colocar energia no sistema elétrico [Newberry (1995)], movimento que em muito espelhava a experiência americana. Contudo, na prática, nada ocorreu já que os geradores privados não conseguiram convencer a CEGB da sua capacidade de colocar energia no sistema a preços inferiores aos da empresa. Esse fracasso levou o Governo Thatcher a propor, durante a campanha eleitoral de meados da década de 80, a privatização da ISE, como mais um elemento de seu programa de “*redução do papel do Estado na economia, introdução de mentalidade empresarial nos serviços públicos e democratização do mercado de capitais*”.

Após a vitória eleitoral, uma proposta para a reestruturação da ISE (ver figura 1) que contemplava simultaneamente a desverticalização, a privatização e a introdução da concorrência no sistema elétrico foi formulada e apresentada para discussão pública em um documento de ampla circulação (*white paper*). Nova legislação para governar a ISE foi votada após um ano de debates, tendo sido o sistema operado pelas concessionárias estatais, obedecendo a esta legislação por cerca de um ano, antes de ser dado início ao processo de privatização. A privatização iniciou-se pelas distribuidoras, em 1990, e apenas em 1991 privatizaram-se as centrais geradoras. Ainda assim, para evitar qualquer sobressalto no período inicial da vida da ISE privatizada, os agentes do novo mercado elétrico foram obrigados a assinar contratos que cobriram os três primeiros anos posteriores à privatização.

A reforma da ISE revolucionou o mercado elétrico inglês, rompendo a secular trajetória de integração horizontal e vertical que levou à constituição de vastos monopólios em todo o mundo. Para viabilizar essa revolução, os ingleses formularam um regime regulatório [Litlechild (1992)], obrigando os participantes do mercado elétrico a respeitarem regras operacionais que garantem a estabilidade física do sistema elétrico.<sup>9</sup> Eles estruturaram um sofisticado mecanismo econômico-financeiro que permitiu abandonar o regime de custos contábeis na formulação das regras tarifárias e introduzir um regime ditado pelos custos econômicos. Foi também estabelecido um regime contratual que permite aos participantes do mercado elétrico, através de contratos individuais, livremente negocia-

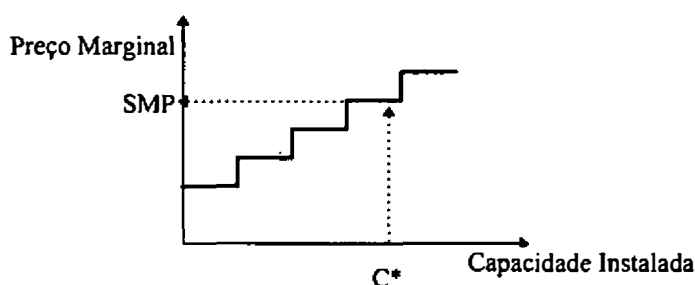
<sup>8</sup> Em 1998, esta categoria de consumidores deixará de existir; assim, todos os consumidores serão livres.

<sup>9</sup> Para participarem do mercado elétrico, os agentes econômicos devem assinar acordo operativo cujo conteúdo está expresso em um volume de 743 páginas.

dos, determinarem as condições econômico-financeiras de sua oferta (ou demanda) de energia a longo prazo, se assim o desejarem.

A reforma inglesa rompeu com conceitos historicamente estabelecidos. A geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de eletricidade foram estruturadas como atividades econômicas independentes que devem *necessariamente* ser mantidas como tal.<sup>10</sup> Enquanto a transmissão e a distribuição foram mantidas como monopólios, a comercialização foi liberada à concorrência e a geração foi dividida entre três empresas<sup>11</sup> que foram constrangidas a competirem com cada uma de suas centrais no POOL,<sup>12</sup> mecanismo que governa o despacho das centrais e fixa o preço da energia no mercado *spot*. Neste mecanismo [Hunt (s.d.)], os geradores devem declarar com antecedência sua capacidade disponível para geração e o preço que pretendem para sua energia *para cada meia hora* do dia. Esta informação permite à empresa de transmissão estabelecer a curva de oferta de energia elétrica (ver figura 2) e, com base na sua experiência passada de comportamento da curva de demanda, oferecer aos consumidores uma expectativa de preço para cada meia hora do dia seguinte. Esta informação é publicada nos jornais e deve ser utilizada pelos consumidores para definir seu programa de consumo.<sup>13</sup> O consumo agregado efetivo determina a capacidade ( $C^*$ ) necessária para atender à demanda e, portanto, a última central que deve ser despachada para atender o mercado. O preço solicitado por esta central é adotado como preço marginal do sistema (SMP).

FIGURA 2  
Curva de oferta de energia elétrica



Todas as centrais despachadas são pagas com base no preço marginal do sistema (*Pool Input Price - PIP*), independentemente do preço que declararam inicialmente. É importante notar que o preço pago para os geradores é superior ao preço marginal, nas situações em que a utilização da capacidade instalada é superior a 80% (ver fórmula 1). Nesses casos, acrescenta-se ao SMP uma parcela adicional (*VOLLxLOLP*) que deve refletir o valor que a sociedade está disposta a pagar para evitar um possível déficit de energia elétrica. Esta parcela funciona como incentivo econômico à construção de novas centrais (ou, alternativamente, ao achatamento da curva de demanda), pois indica que o mercado elétrico está (ou não está) disposto a remunerar melhor novos investimentos na geração para evitar eventuais déficits de abastecimento. Dessa forma, seja pela expansão da oferta ou pela redução da

<sup>10</sup> A sucessivas tentativas de reverticalização de algumas empresas elétricas inglesas têm sido objeto de acalorado debate, tendo o regulador procurado resistir a estes movimentos [The Economist (1996)].

<sup>11</sup> A CEGB foi dividida em quatro empresas, uma de transmissão e três de geração, sendo que uma destas últimas ficou com o conjunto de empresas nucleares. As doze empresas regionais de distribuição foram mantidas na sua forma anterior. Destas dezesseis empresas, apenas a empresa nuclear não foi privatizada.

<sup>12</sup> Novos geradores vieram posteriormente agregar-se a este universo, ampliando o número de atores do sistema.

<sup>13</sup> Para que possam operar desta forma, os consumidores devem contar com medidores sofisticados capazes de mensurar o consumo a cada meia hora do dia e equipamento computadorizado que permita ligar e desligar equipamentos com a necessária presteza.

demanda, cortes no abastecimento por falta de capacidade instalada deixarão de ocorrer. Obviamente, o valor adicional pago nesses casos é tanto maior quanto maior a probabilidade de déficit (*Loss of Load Probability- LOLP*),<sup>14</sup> e, nas ocasiões em que a utilização da capacidade instalada aproxima-se de 100%, o PIP aproxima-se do valor do déficit (VOLL).

## Fórmula 1

$$\text{PIP} = \text{SMP} \times (1 - \text{LOLP}) + \text{VOLL} \times \text{LOLP}$$

Onde :

PIP = Preço do Pool para Geradores;

SMP = Preço Marginal do Sistema;

LOLP = Probabilidade de déficit;

VOLL = Valor do Risco de Queda do Sistema.

É também importante ressaltar que as centrais não-despachadas não recebem qualquer remuneração. Essa circunstância induz as empresas geradoras a praticar preços próximos de seu custo marginal, para evitar períodos sem remuneração que podem comprometer a recuperação de seus investimentos. Por outro lado, a concentração da capacidade de geração em poucas empresas gera a possibilidade de manipulação dos preços declarados [Lucas & Taylor (1994)] de forma a garantir a remuneração desejada pelas empresas para seus investimentos.

Os distribuidores e os consumidores de eletricidade compram energia diretamente do POOL<sup>15</sup> (ver figura 3), pagando o Pool Output Price (POP). Este é composto do PIP e de uma parcela adicional que remunera a empresa de transmissão pelos seus serviços ancilares de manutenção da estabilidade da rede (ver fórmula 2). A este preço, os grandes consumidores e os distribuidores devem somar o pedágio que deve ser pago pelo deslocamento da energia através da rede de transporte até a porta dos consumidores finais para determinar seu custo de suprimento elétrico.

## Fórmula 2

$$\text{POP} = \text{PIP} + \text{CA}$$

Onde :

POP = Preço do Pool para Distribuidores e Grandes Consumidores;

PIP = Preço do Pool para Geradores;

CA = Custo de manter a estabilidade do sistema (6%).

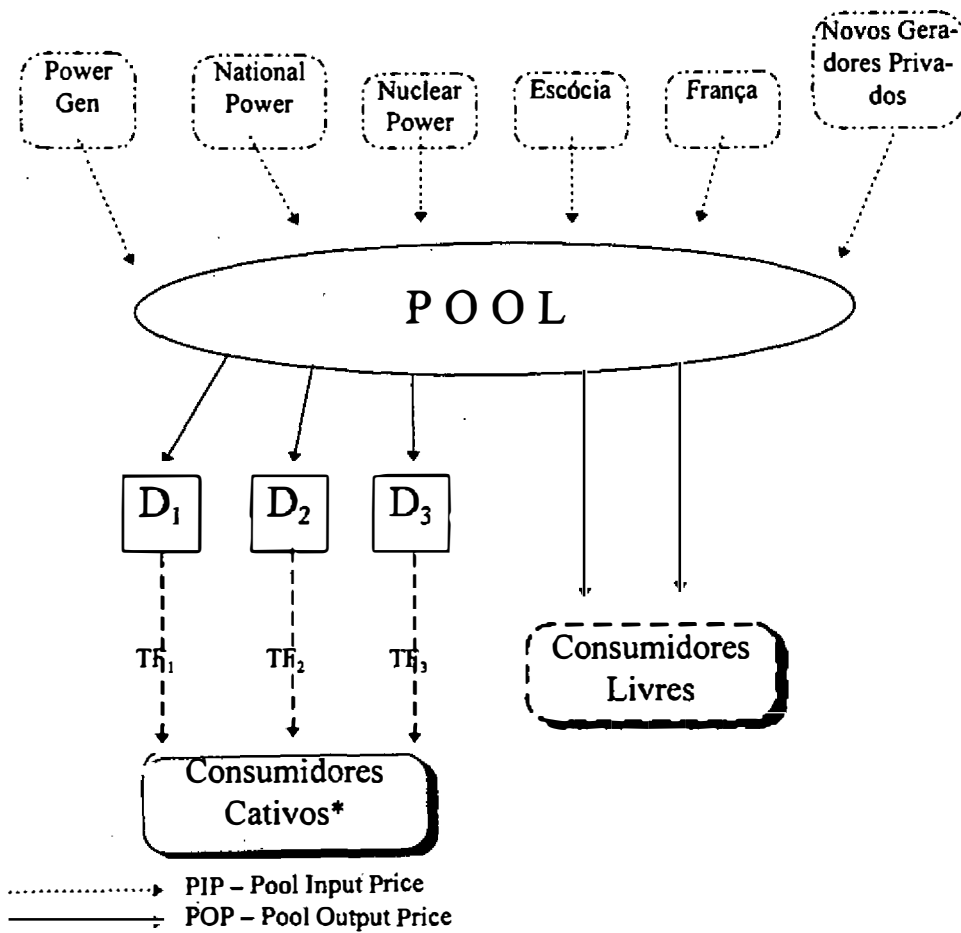
O custo do pedágio é fixado pelo regulador sob um regime de *price cap incentivado*, regime também utilizado para as distribuidoras pelos seus custos de transporte. Nesse regime, a tarifa de trans-

<sup>14</sup> O valor do déficit (VOLL) fixado em 2 libras/kWh inicialmente. Para se ter uma idéia da magnitude desse valor, o SMP varia entre 0,15 e 0,28 libras/kWh.

<sup>15</sup> Inicialmente foram autorizados a comprar diretamente do POOL apenas os consumidores com demanda superior a 1 mW. A partir de 1994 foram autorizados os consumidores com demanda superior a 100 kW e está previsto que a partir de 1998 qualquer consumidor será autorizado a comprar diretamente do POOL.

porte é fixada inicialmente em patamar considerado adequado para remunerar e amortizar os investimentos das transportadoras, bem como pagar seus custos operacionais. Nos anos subsequentes, a tarifa é reajustada com o índice de inflação e, em épocas de revisão tarifária, o reajuste é inferior à inflação por um índice X, que deve refletir os ganhos de produtividade da empresa transportadora. Dessa forma, a transportadora é incentivada a reduzir seus custos para aumentar sua lucratividade nos intervalos de revisão tarifária e os consumidores são beneficiados com a posterior redução nas tarifas reais produzidas pelo efeito do índice X.

FIGURA 3  
Nova Estrutura do Mercado Elétrico Inglês



Os consumidores cativos têm tarifas fixadas também pelo regulador em um regime de *price cap* incentivado para os custos controláveis do comercializador de energia e um regime de custos repassados para os custos não-controláveis.<sup>16</sup>

Nessa nova organização industrial destaca-se a figura do regulador, agente supervisor do mercado elétrico, cujos papéis principais são garantir a aderência de todos os participantes do mercado às regras operacionais, promover a concorrência e garantir condições adequadas de suprimento para os consumidores. Para tanto, o regulador deve ser independente e contar com instrumentos que lhe permitem: penalizar as empresas elétricas sempre que a seu juízo as condições de concorrência estejam sendo burladas; alterar as tarifas praticadas pelos proprietários das redes de transporte, quando julgar que as condições de custo tenham sido alteradas; garantir o suprimento do mercado, sempre que a utilização da capacidade instalada ultrapasse a margem de reserva considerada adequada; estabelecer padrões de desempenho para os participantes do mercado elétrico; implementar políticas governamentais (no caso inglês, garantir uma certa diversidade nas fontes primárias utilizadas para a geração de eletricidade); proteger os consumidores cativos de práticas de subsídios cruzados que atendam a objetivos comerciais; e supervisionar o regime contratual.

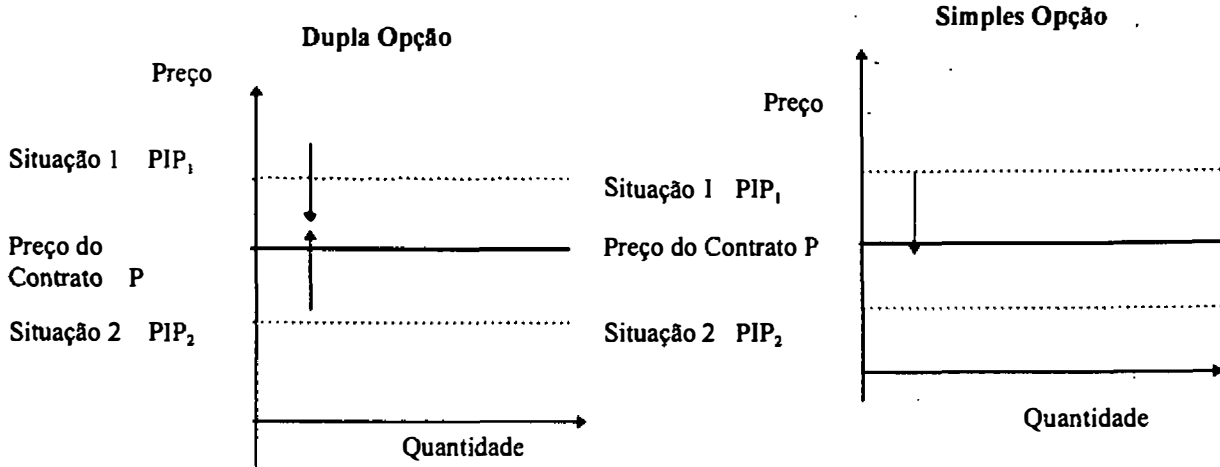
A desverticalização e a introdução da concorrência geram significativos riscos de transação para os investidores interessados na ISE. Para administrar esses riscos e viabilizar investimentos de longo prazo, os ingleses idealizaram um regime de contratos financeiros de longo prazo que permite a geradores e distribuidores/grandes consumidores reduzirem seus riscos econômicos. Esses contratos são bilaterais, fixando preço (kWh) e quantidades (kW) e sendo estruturados em função das características do ofertante e do demandante de energia.

Dois tipos de contrato são mais usuais: dupla opção e simples opção contra o POOL. No primeiro caso, nas situações em que o preço no POOL (PIP) é superior ao preço de contrato (P), o gerador compromete-se a devolver ao distribuidor/grande consumidor a diferença ( $PIP - P$ ); nas ocasiões inversas (isto é, quando o preço no POOL é inferior ao do contrato), o distribuidor/grande consumidor compromete-se a reembolsar a diferença ao gerador (ver figura 4). No segundo tipo de contrato, apenas o gerador fica com o compromisso, assumindo o risco de arcar com a diferença no evento de os preços no POOL serem superiores aos do contrato.

<sup>16</sup> Vale dizer, o custo da energia e do transporte (transmissão e distribuição).



FIGURA 4



Situação 1 - Gerador deve pagar ao distribuidor  $(PIP_1 - P)$  vezes a quantidade gerada.  
 Situação 2 - Gerador deve receber do distribuidor  $(P - PIP_2)$  vezes a quantidade gerada.

Situação 1 - Gerador deve pagar  $(PIP_1 - P)$  vezes a quantidade gerada.  
 Situação 2 - Nada deve ser pago.

Os contratos financeiros têm a virtude de permitir desvincular o despacho físico das transações econômicas, sendo despachadas as centrais necessárias para atender ao mercado de acordo com o mérito econômico (SMP). Eventuais disparidades entre o despacho e os contratos são objeto de encontros de conta financeiros entre contratantes e contratados, em função das especificações de cada contrato.

É importante notar que nos casos em que o gerador (distribuidor/grande consumidor) tem toda a sua oferta (demanda) coberta por contratos, o preço efetivo do seu abastecimento é fixado, na prática, pelas condições do contrato, funcionando o preço no POOL apenas como indicador da qualidade do contrato realizado.<sup>17</sup> Por outro lado, nas situações em que o gerador (distribuidor/grande consumidor) opta por ofertar (demandar) sem um contrato, ele assume todos os riscos de oscilação do preço no POOL. As especificidades do gerador (distribuidor/grande consumidor) e sua aversão ao risco definirão a parcela da sua oferta (demanda) de energia que será contratada e as condições econômicas do contrato.

Balanço recente da reforma inglesa [Surrey (1996)] indica que os objetivos perseguidos pelo Governo Thatcher foram a grosso modo alcançados. A ISE, que era anteriormente governada por engenheiros, com critérios eminentemente técnicos, passou a ser governada por gerentes, com critérios comerciais. A alteração nos critérios de gestão produziu substancial redução nos custos da ISE, po-

<sup>17</sup> Isto é, caso o preço no pool esteja sistematicamente acima do preço do contrato, o gerador fez um mau contrato (e vice-versa).

rém a maior parte dos benefícios decorrentes dessa redução foi para o bolso dos acionistas das empresas privatizadas, já que a média tarifária não sofreu alteração significativa (ver tabela 2).

A experiência inglesa sugere algumas lições:

- a introdução da concorrência na ISE não é tarefa simples, devendo ser analisados com cuidado os custos de transação antes de serem tomadas decisões irreversíveis;
- o envolvimento do governo na ISE não desaparece, apenas toma outra forma;
- o papel do regulador é crucial na nova organização industrial, devendo ser dotado de instrumentos que lhe permita uma equilibrada repartição dos benefícios econômicos gerados pela ISE;
- a introdução da concorrência não pode ser feita em detrimento dos benefícios econômicos da coordenação, atividade indispensável para garantir a eficiência econômica nos sistemas elétricos;
- a disponibilidade de recursos fósseis de baixo custo e a abertura do mercado de combustíveis são essenciais para a redução dos custos da ISE;
- a abertura da rede e a privatização não são condições suficientes para a introdução da concorrência: é fundamental uma estrutura de mercado com número significativo de ofertantes e demandantes para que o mercado opere eficientemente; e
- a reforma deve ser percebida como um processo e, nesse sentido, ela deverá evoluir com o aprendizado obtido na medida em que ele avança.

TABELA 2  
Evolução das Tarifas Médias por Classe de Consumo

	(Preços de 1990)						
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Residencial Industrial	72,6	72,6	75,6	73,8	69,9	67,6	73 *
Pequenos (< 880 MWh ano)	51,3	53,8	55,5	55,8	52,6	49,6	47,2
Médios (880 - 8800)	41,9	38,9	37,2	37,2	37,5	35,3	32,7
Grandes (> 8800 MWh ano)	30,9	28,6	27,4	28,2	29,1	28	25,8

Fonte: Mackerron & Watson (1996).

\* Inclui imposto sobre valor agregado (8%).

### 3. O CASO CHILENO

Até a subida ao poder do presidente Allende, as empresas privadas tinham forte presença na ISE chilena, principalmente na distribuição de eletricidade, na qual se destacava a empresa Chilectra. A ditadura pinochetista deu início à reforma da ISE, visando a criar condições para sua privatização, em um movimento reativo à estatização promovida pelo Governo Allende.

A reforma começou através da reestruturação financeira das empresas estatais, tendo sido introduzidas mudanças progressivas na regulamentação do mercado para viabilizar a operação em novos moldes [CNE (1993)]. Assim, em 1982, foi promulgada a Lei Geral de Serviços Elétricos, complementada em 1985 por legislação que criou o Centro de Despacho Econômico de Carga (CDEC), a Superintendência de Eletricidade e Combustível (SEC) e atribuiu poderes à Comissão Nacional de Energia (CNE).

A reforma chilena teve como principal objetivo criar condições para a privatização da ISE sem, contudo, abandonar a noção de serviço público. Os elementos centrais da reforma chilena foram sete:

- a desintegração parcial das empresas verticalizadas, que tiveram de separar contabilmente suas atividades de geração/transmissão das atividades de distribuição;
- a abertura das redes de transporte para todos os agentes do mercado, que passaram a pagar um pedágio pelo uso da rede;
- a introdução de concorrência coordenada na geração;
- a participação dos consumidores no financiamento da expansão, através de empréstimos compulsórios reembolsáveis com consumo futuro de energia (contratos pré-venda de energia);
- um novo regime tarifário, baseado nos custos de oportunidades dos fatores;
- substituição do planejamento centralizado pelo planejamento indicativo; e
- a segmentação do mercado consumidor em uma parcela concorrencial e outra cativa, regulada.

Hoje, a ISE chilena (5,8 GW de capacidade instalada) tem cerca de trinta empresas, quase todas elas privadas, ficando a participação do Estado limitada a uma empresa de geração e outra de distribuição. Além destas cabe destacar a presença da Codelco, empresa de cobre estatal chilena que tem capacidade de autogeração de 464 MW e mais 100 MW operando no abastecimento do sistema interconectado do Norte Grande (64% do mercado regional).

A privatização da ISE chilena, apesar de ter reduzido o grau de intervenção do Estado na vida setorial não a tornou irrelevante; muito pelo contrário. A CNE tem papel crucial nos fluxos econômicos setoriais já que fixa as tarifas para os mercados ditos não-concorrenciais, as tarifas de transporte, e realiza o planejamento indicativo que orienta os planos de expansão (CNE, 1993). O papel dos operadores privados foi ampliado seja pela sua participação no CDEC,<sup>18</sup> seja pela possibilidade de estabelecer livremente seus contratos de fornecimento (ver figura 5).

O coração da reforma chilena reside no novo regime tarifário [Zenteno (1995)]. As empresas de geração vendem sua energia a preços que são livremente negociados com todos os consumidores com demanda superior a 2 MW e a preços fixados semestralmente pela CNE para o nó em que opera cada uma das empresas de distribuição. Neste último caso, o preço da energia nos nós tem duas componentes: um custo pela energia, que corresponde ao custo marginal de operação, e um custo de potência, que corresponde ao custo marginal de investimento *ótimo* para satisfazer a demanda de ponta do sistema. Os eventuais excessos de geração são comercializados com as geradoras deficitárias a preços fixados no interior do CDEC. O plano indicativo<sup>19</sup> é utilizado como instrumento para determinação dos custos atualizados de investimento,<sup>20</sup> de operação e para o cálculo do custo do déficit, variáveis que a CNE<sup>21</sup> adota na fixação do preço da energia e da potência em cada um dos nós do sistema elétrico chileno.<sup>22</sup>

É importante notar que existe um forte liame entre os preços livremente negociados e os preços praticados nos nós do sistema já que é proibido o estabelecimento de contratos com preços 10% superiores (ou inferiores) às tarifas praticadas em cada um dos nós. É interessante notar também que os contratos adotam mecanismos de proteção quanto a flutuações na taxa de câmbio, no preço do

<sup>18</sup> Participam do CDEC apenas as empresas geradoras, com oferta superior a 9 MW, e seu objetivo é operar o conjunto de centrais da forma mais econômica com base nos custos das centrais.

<sup>19</sup> Este plano procura consolidar os planos individuais de cada empresa elétrica para o período de dez anos.

<sup>20</sup> Para este cálculo é adotada uma remuneração de 10% para o capital investido.

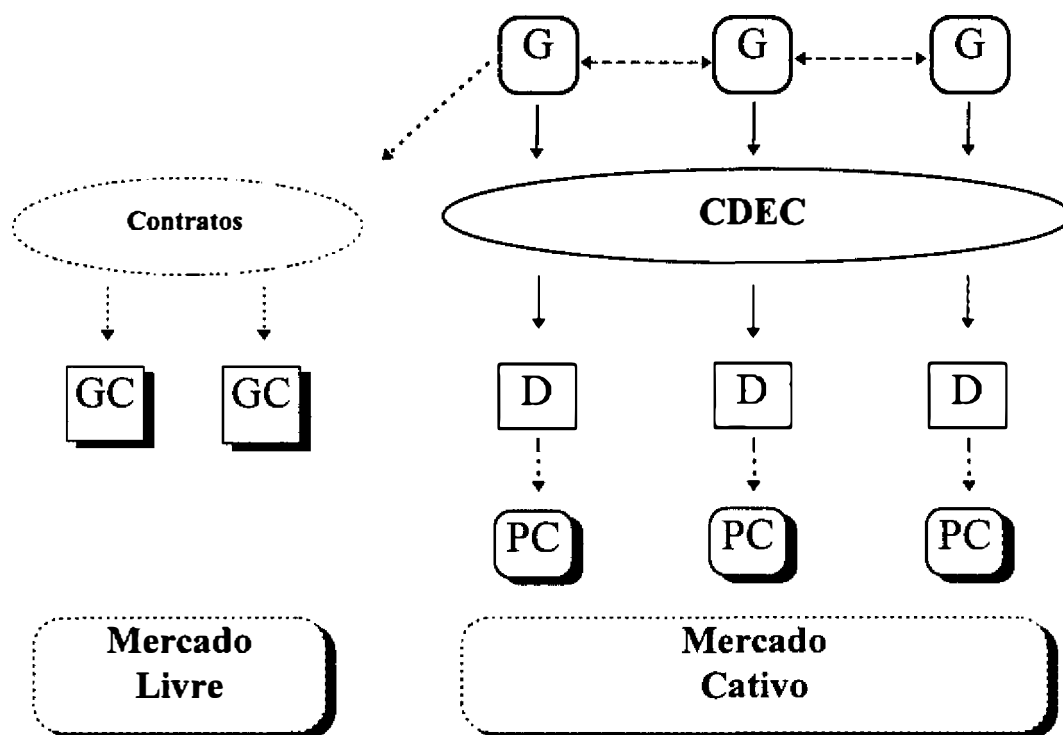
<sup>21</sup> A CNE é um conselho interministerial.

<sup>22</sup> Os custos são calculados para cada trimestre e os preços fixados pela média dos custos marginais para os primeiros doze trimestres.

petróleo, na hidráulicidade, nos salários e no índice de preços para reduzir os riscos de longo prazo dos agentes econômicos.

As empresas de distribuição também têm suas tarifas fixadas por um período de quatro anos pela CNE. Para calcular esta tarifa, a CNE toma por base os custos nos nós aos quais são agregados os custos de distribuição. Para definir estes custos, a CNE determinou três situações-tipo<sup>23</sup> para as quais são definidos custos-padrões, calculados em estudos encomendados a consultores pela CNE. Por outro lado, as empresas apresentam seus cálculos de custos reais para suas áreas de distribuição respectivas, sendo os custos de distribuição determinados a partir de uma média ponderada dos cálculos das empresas (um terço) e dos estudos da CNE (dois terços).<sup>24</sup>

FIGURA 5  
Funcionamento do Mercado de Eletricidade Chileno



- Onde :
- ←-----→ - Intercâmbio de energia entre os geradores - São determinados e valorizados pelo Centro de Despacho Econômico de Carga.
  - .....→ - Venda de eletricidade a grandes consumidores (> 2 MW) - Os preços são livres, e o consumidor pode escolher o fornecedor, já que o acesso à rede de transmissão é livre e assegurado.
  - - Venda de eletricidade às empresas distribuidoras.- O preço é regulado com base nos custos marginais.
  - .....→ - Fornecimento de eletricidade a consumidores cativos, os preços são regulados.

<sup>23</sup> Zonas urbanas de alta densidade de consumo; zonas urbanas de baixa densidade de consumo e zonas rurais.

<sup>24</sup> Nestes estudos a remuneração dos investimentos pode variar entre 6% e 14%, segundo as características de risco do mercado.

Os preços para a transmissão de eletricidade são negociados entre as partes envolvidas, proprietário da linha de transmissão e terceiros, com base nos custos do proprietário, como determina a lei. Essa situação tem gerado problemas, já que a propriedade das linhas de transmissão concentra-se nas mãos do Grupo ENDESA (que também predomina nas atividades de geração e distribuição). Os usuários da rede da ENDESA argumentam que os custos declarados por esta empresa não refletem os custos reais. Dessa forma, a ENDESA não só tem obtido lucros excepcionais como também goza de uma substancial vantagem competitiva em relação aos demais geradores.

A reforma chilena caracteriza-se pelo fato de ter procurado preservar os benefícios da coordenação (forte presença da CNE e atuação do CDEC) com a liberalização do mercado. Assim, o planejamento indicativo, apesar de não constranger as empresas a necessariamente levarem à frente os projetos indicados, exerce forte papel indutor das decisões, já que o governo pode oferecer condições favoráveis de acesso a financiamentos, sempre que julgar relevante um projeto particular. Dentro do mesmo espírito, subsídios podem ser oferecidos quando a eletrificação de uma determinada área do território, que não ofereça níveis de rentabilidade compatíveis com os requerimentos de capitais privados, for considerada prioritária. É importante também notar que a liberdade tarifária é relativa, sendo governada por estudos de otimização do sistema e por mecanismos de proteção quanto a flutuações em variáveis-chave na determinação do custo marginal.

#### 4. O CASO ARGENTINO

A ISE argentina tem histórico bastante similar ao da ISE brasileira. Iniciada por capitais estrangeiros, ela desenvolveu-se, no pós-guerra, através de empresas estatais. Atuando sob o controle do Departamento de Energia (Ministério de Obras Públicas), que não apenas planejava a sua expansão como também fixava suas tarifas, as empresas estatais desenvolveram o sistema elétrico de forma a levar eletricidade para toda a população urbana e, crescentemente, vinha colocando a rede elétrica nas zonas rurais. No final da década de 80, mais de 84% da população argentina tinha acesso à rede elétrica.

Contudo, a desorganização social e política provocada pela ditadura militar e seus fracassados planos de estabilização econômica, deflagraram, a partir de meados da década de 70, um processo de deterioração do desempenho técnico da ISE argentina [Hasson (1992)]: as perdas de distribuição tornaram-se crescentes,<sup>25</sup> chegando ao patamar de 23%; a manutenção das centrais existentes foi negligenciada, para concentrar os recursos financeiros disponíveis no plano de expansão, tornando muitas delas indisponíveis; investimentos em transmissão foram postergados e seus recursos direcionados para a construção de novas centrais; a construção de muitas centrais foi iniciada na expectativa de uma demanda futura que não se concretizou, devido à crise econômica.

Esse processo culminou com a crise de oferta de eletricidade que, no final da década de 80, obrigou a economia argentina a conviver com o racionamento de energia elétrica. Diante dessa situação difícil, o governo argentino procurou distribuir o abastecimento elétrico entre as regiões do país com base em critérios que não foram aceitos pelos governadores das províncias. Esse impasse levou à ruptura no despacho centralizado, deflagrando-se um conflito que tornou óbvia a necessidade de profundas e radicais mudanças na organização institucional da ISE argentina para recolocá-la em condições operacionais.

É importante notar que, naquele momento, a ISE argentina apresentava uma estrutura institucional bastante complexa, estando:

---

<sup>25</sup> Parte dessas perdas explicam-se por falta de manutenção e investimentos, porém a maior parcela advinha de práticas inconfessáveis de dirigentes das estatais e ativistas políticos.

- a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEA), responsável pela operação das usinas nucleares, diretamente subordinada à presidência da República;
- Comissão Técnica Mista Salto Grande (CTMSG), responsável pela operação da central binacional de Salto Grande (com o Uruguai), subordinada ao Ministério das Relações Exteriores;
- as empresas de geração hidrelétrica (Hidronor e Aguas y Energía Eléctrica), bem como a empresa de geração e distribuição da Grande Buenos Aires (SEGBA), sob controle do Ministério de Obras Públicas;
- as empresas provinciais sob controle provincial; e
- um grande número de cooperativas responsabilizava-se principalmente pelo abastecimento das zonas rurais.

Ao assumir o poder, o governo Menem foi colocado diante da necessidade de dar uma resposta rápida à crise da ISE. Sua primeira proposta foi no sentido de criar uma grande empresa holding nacional, nos moldes da ELETROBRÁS, que passasse a coordenar o sistema e centralizar o processo de decisão [Hasson (1992)]. Contudo, esta proposta não recebeu apoio, tendo o governo decidido introduzir uma reforma radical, inspirada na reforma inglesa, que objetivou introduzir a concorrência no mercado elétrico e eliminar as empresas estatais de energia elétrica. Com esse espírito, foi deflagrado um processo que promoveu a desverticalização e a desconcentração horizontal do sistema elétrico argentino, tendo culminado com a privatização de praticamente toda a ISE, com exceção das centrais nucleares, de algumas empresas provinciais e das cooperativas [Enre (1994)].

A reforma argentina deu origem a 31 empresas de geração, 25 de distribuição e treze de transmissão. Como na Inglaterra, a atuação das empresas de transmissão ficou limitada ao transporte, tendo sido aberta a rede para geradores, distribuidores e grandes consumidores, mediante o pagamento de um pedágio, estipulado com base em um regime tarifário fixado pelo regulador.<sup>26</sup> O mercado de consumo ficou dividido entre os grandes consumidores (pouco menos de uma centena) e os consumidores cativos, que continuam abastecendo-se nas distribuidoras. Enquanto os grandes consumidores e as distribuidoras podem negociar livremente contratos de fornecimento com os geradores, os consumidores cativos têm suas tarifas fixadas pelo regulador.

Para estimular o investimento em transmissão, as tarifas são diferenciadas por linha, porém não há obrigação de investimento, ficando a decisão de construção de uma nova linha nas mãos do mercado. Por outro lado, nenhum gerador pode deter mais de 10% do mercado, mas pode negociar livremente sua energia no mercado atacadista (*spot*) ou através de contratos. Os distribuidores têm suas tarifas reguladas, porém contam com um fundo que permite estabilizar sazonalmente o preço da energia para seus consumidores finais.<sup>27</sup> É importante notar que as concessões para distribuição e transmissão são relicitadas a cada dez anos, devendo ser fixado um preço para os ativos da concessionária previamente ao processo de licitação.

Diferentemente da reforma inglesa, no caso argentino foi criada uma empresa (CAMMESA)<sup>28</sup> para gerenciar o mercado atacadista de energia elétrica<sup>29</sup> e para despachar as centrais, com base na dispo-

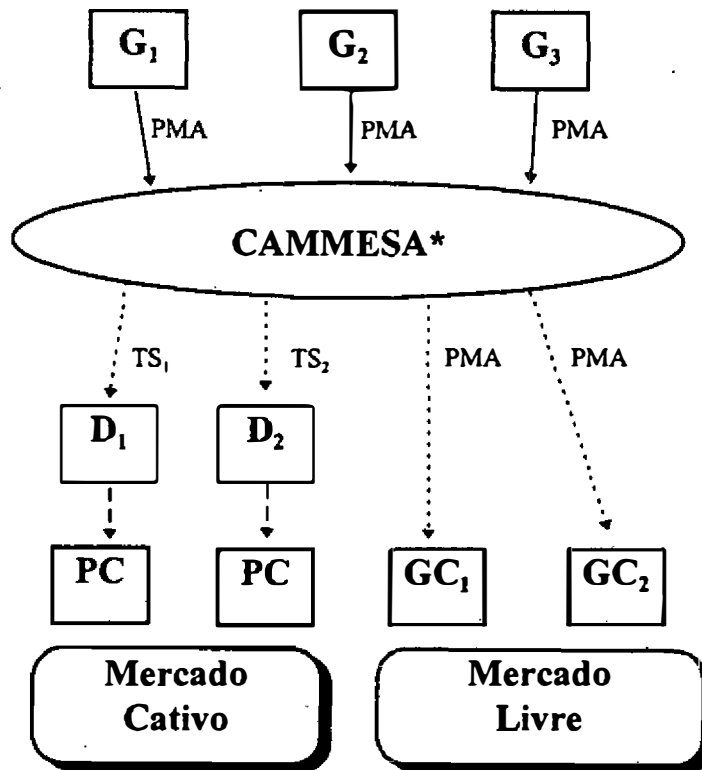
<sup>26</sup> No caso das tarifas de transporte e dos consumidores cativos foi adotado o regime de *price cap* incentivado, ficando as tarifas fixadas em dólares e indexadas com a inflação americana.

<sup>27</sup> Este fundo permite manter os preços por períodos trimestrais.

<sup>28</sup> A CAMMESA é uma empresa da qual participam com 20% das ações respectivamente as associações dos geradores, transmissores, distribuidores e grandes consumidores; o governo inicialmente detinha os outros 20%, tendo reduzido sua parcela a 10% mais recentemente. Contudo, a Secretaria de Energia goza de poder de veto nas decisões da Cammesa.

nibilidade e nos custos operacionais declarados pelos geradores (ver figura 6). Nesse sistema, os geradores informam à CAMMESA o preço que estão pagando pelo combustível que consomem e essa empresa, utilizando uma fórmula paramétrica prefixada para estimar o custo operacional de cada central, despacha as centrais na seqüência de seus custos, em função da demanda.<sup>30</sup> Para as centrais hidráulicas, o valor da água é assimilado como custo operacional e este é estimado por meio de um modelo computadorizado preestabelecido.

FIGURA 6  
Mercado Elétrico Argentino



É interessante notar que foi fixado o custo CIF de importação dos combustíveis como limite máximo para o preço que pode ser declarado pelos geradores. Pretendeu-se com esta fórmula evitar possíveis manipulações do preço no mercado atacadista. Contudo, mais recentemente, constatou-se a necessidade de estabelecer também valores mínimos para o preço do combustível, para evitar manipulações do despacho, já que vários geradores vinham declarando preço nulo para seu combustível de forma a garantir o despacho de suas centrais. Essa situação estava levando a CAMMESA a despachar centrais térmicas enquanto centrais hidráulicas eram obrigadas a verter água por estarem com seus reservatórios plenos, indicando a inadequação das regras de despacho adotadas.

<sup>29</sup> A CAMMESA tem ainda a responsabilidade pela gestão dos contratos, que devem ser todos registrados nesta empresa.

<sup>30</sup> No caso argentino, o despacho é definido para cada hora do dia.

Buenos Aires foi adotada como centro de carga do sistema para onde deve convergir todo excedente de oferta local de energia dos geradores. Nessa fórmula, os geradores são remunerados com base no preço determinado pelo mercado para a capital argentina (Preço no Mercado Atacadista – PMA), no caso da parcela gerada para atender ao mercado local, e no preço do mercado atacadista menos o custo do transporte até Buenos Aires, no caso da parcela restante (diferentemente do caso inglês, os geradores argentinos são remunerados também pela potência colocada à disposição do sistema, US\$ 5 por MW no período de pico).

A reforma permitiu recolocar o sistema elétrico argentino em funcionamento com níveis de eficiência técnica adequados. A entrada de capitais privados e a concorrência induziram à recuperação de centrais indisponíveis, ao término das obras paralisadas e à forte expansão de centrais alimentadas a gás natural [Enre (1995)]. Hoje, a Argentina defronta-se com situação inversa à do início da década, sendo o excesso de capacidade instalada disponível fonte de preocupação para os agentes do sistema elétrico. De fato, em razão dessa situação, o preço da energia no mercado atacadista caiu para patamar abaixo de US\$ 30/MWh, nível de preço que compromete a rentabilidade de diversas centrais privatizadas, apesar de os preços de venda dessas centrais terem sido muito abaixo dos seus custos de reposição.

A tabela 3 apresenta os níveis tarifários de algumas distribuidoras argentinas, chilenas e brasileiras. O primeiro fato a notar é a significativa disparidade de tarifas nas distribuidoras argentinas, situação que também ocorre no Brasil e no Chile, mas com menor intensidade. Nota-se, também, que, com exceção dos casos dos consumidores residenciais e dos consumidores industriais de menor porte, as tarifas argentinas estão quase sempre acima dos patamares brasileiros e chilenos. Esses indicadores parecem sugerir que a radicalidade argentina não teve, até o momento, o desejado impacto tarifário.

**TABELA 3**  
Comparativo das Tarifas Médias  
Tarifas Médias das Concessionárias Argentinas (sem impostos)  
- janeiro 96 -

Carga Máx. (kW)	Residencial		Industrial			Comercial	
	3	10	30	1.750	10.000	20	200
EDESUR	83	109	107	61	51	139	83
EPEC	160	165	182	63	41	184	61
EMSE	112	105	123	64	55	128	112

Tarifas Médias de Algumas Concessionárias Brasileiras

Carga Máx. (kW)	Residencial		Industrial			Comercial	
	3	10	30	1.750	10.000	20	200
LIGHT	117	117	105	66	38	105	71
CERJ	119	119	85	75	52	101	77
CEMIG	91	116	111	82	41	111	74
COPEL	123	123	115	61	35	115	77
CELPE	140	140	106	104	46	126	85

Tarifas Médias das Concessionárias Chilenas

Carga Máx. (kW)	Residencial		Industrial			Comercial	
	3	10	30	1.750	10.000	20	200
Chilquinta	114	115	113	75	-	158	90
Chilectra	108	110	-	47	44	-	85

Fonte : CIER (1996).





**Anexo 4**  
**As Experiências de Parceria de Serra da**  
**Mesa, Itá e Igarapava\***

---

\* Seção redigida por Melissa C. Pinto Pires.



As recentes experiências de parceria que estão surgindo no setor elétrico brasileiro fornecem um retrato interessante das vantagens e das dificuldades encontradas para a sua efetiva implementação.

## 1. UHE ITÁ SERRA DA MESA

Furnas inaugurou um novo modelo de parceria no setor elétrico, para completar obras sob sua responsabilidade que ainda se encontravam em andamento ou paralisadas. Dessa forma, a empresa procurou garantir a seus consumidores disponibilidade, qualidade e preço da energia por ela ofertada. As restrições financeiras de Furnas chegaram a colocar o projeto da UHE Serra da Mesa em risco. A UHE Serra da Mesa está localizada no Estado de Goiás, no rio Tocantins e, quando concluída, possuirá capacidade instalada de 1.200 MW, produzindo cerca de 720 MW/ano de energia garantida, sendo responsável pelo atendimento do mercado de energia elétrica do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste a partir de 1998. Segundo o cronograma original das obras, a primeira unidade da usina já deveria estar operando desde 1993. Furnas iniciou a obra em 1986, mas não possuía recursos próprios suficientes para sua conclusão.

Diversos fatores favoreciam a entrada de capitais privados na forma de parceria, como o adiantado estado da obra, mas aspectos importantes referentes ao ambiente legal e institucional eram um obstáculo à formação de parcerias. O fato de Furnas “não possuir consumidor final”, ou seja, fornecer energia apenas para as distribuidoras, também é um fator complicador do processo, pois a participação direta de consumidores finais, em parceria com Furnas, poderia ser considerada pela concessionária local como uma disputa predatória de mercado. Diversas formas de participação de capitais de terceiros foram analisadas e após discussão com o DNAEE e a ELETROBRÁS e análises das distintas formas da entrada de novos capitais concluiu-se que se deveria buscar um parceiro para a implementação de uma solução jurídica denominada “Cessão de Disponibilidade de Energia por Arrendamento de Instalações e Equipamentos”. O parceiro seria escolhido de forma competitiva e aquele que assumisse a conclusão da obra dentro do prazo estabelecido e requeresse o menor percentual de potência e energia (o máximo possível estabelecido por Furnas foi 51,58% da energia garantida da usina), venceria a concorrência.

Em troca da participação na potência da usina o parceiro ficaria responsável pela conclusão das obras civis, a aquisição, instalação e montagem de equipamentos, de forma que a UHE estivesse pronta para operar em abril de 1998. Os bens e instalações postos em serviços seriam posteriormente arrendados a Furnas, que ainda permaneceria com a concessão da usina e seria responsável pelo gerenciamento da obra, aquisição e desapropriação de terrenos e benfeitorias, além da operação e manutenção da usina. Furnas forneceu às concessionárias o maior número de informações possível sobre o empreendimento e o processo de seleção do parceiro. Também foram produzidas as Instruções Gerais e de Habilitação e as Condições Básicas do Contrato Geral a ser firmado entre Furnas e o parceiro, as quais incluíam o Acordo Operativo. Tais documentos foram postos à disposição das concessionárias interessadas para avaliação e discussão. Além disso, a empresa estimulou a participação dos parceiros também na montagem do Contrato Final, em que muitas de suas idéias e propostas foram examinadas e posteriormente consideradas.

O consórcio foi vencido pela Nacional Energética S.A. (atualmente chamada de Dynamis Elétrica S.A.), pertencente ao Banco Nacional. Os problemas para a construção da obra envolveram externalidades ambientais e a própria estrutura patrimonial da empresa. Com relação ao primeiro ponto várias disputas judiciais atrasaram a inundação do reservatório de Serra da Mesa.<sup>1</sup> A extinção

<sup>1</sup> A inundação foi adiada devido a questões ambientais. A construção da usina foi várias vezes interrompida por conta da questão indígena. Mesmo quando a inundação da área foi aprovada por um projeto de decreto legislativo, pelo Senado (em 24/10/96), a Procuradoria da República do Distrito Federal tentou impedi-la.

do Banco Nacional implicou mudança da estrutura patrimonial da empresa, que em 06 de fevereiro de 1997 emitiu R\$ 700 milhões em debêntures visando assegurar recursos para a conclusão da UHE. A Dynamis Energética foi leiloadada em 07 de março de 1997<sup>2</sup> e foi comprada pelo Consórcio Serra da Mesa (Composto pela VOTORANTIM, BRADESCO e Camargo Corrêa), com um ágio de 81% sobre o preço mínimo.

O BNDES já garantiu ao consórcio um empréstimo de R\$ 290 milhões para a conclusão da obra. Além disso, a Dynamis está autorizada a emitir R\$ 680 milhões em debêntures, para saldar sua dívida com o BNDES.

## 2. UHE ITÁ

A UHE Itá está situada na divisa entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, no rio Uruguai. Quando concluída, sua capacidade instalada será de 1.450 MW e a energia garantida pela mesma será de 668 MW/médios, a partir de sua motorização completa. A ELETROSUL é a empresa que detém a concessão da usina desde 1983 e já havia investido grande quantia de recursos no projeto, principalmente no que diz respeito à formação da infra-estrutura necessária para a construção e operação da usina. O mesmo problema de obtenção de recursos para a conclusão do empreendimento surgiu neste caso e isso fez com que a empresa buscasse parcerias privadas para viabilizar a conclusão das obras. A partir do momento em que foi permitida a formação de consórcios entre empresas estatais e capitais privados interessados em geração própria de energia, com a publicação do Decreto nº 915, de setembro de 1993, a ELETROSUL encontrou uma alternativa atraente para a conclusão do projeto, em que a presença de novos recursos no setor iria garantir a continuidade das obras paralisadas. Apoiando-se na possibilidade legal de formação de parcerias, a ELETROSUL decidiu estabelecer um processo licitatório de busca de parcerias na iniciativa privada, que ficaria responsável pelo aporte de capitais de risco para a conclusão do empreendimento e, além disso, assumiria a maior parte dos investimentos necessários para a construção da usina.

Estavam aptas à licitação apenas as empresas consumidoras de energia elétrica, privadas ou não, que possuíssem plantas industriais ou empresas que fossem concessionárias de serviço público de energia elétrica das regiões Sul, Sudeste ou Centro-Oeste. Seria vencedor da licitação o consórcio ou a empresa que, através do menor valor, se responsabilizasse pela conclusão do empreendimento. Dessa forma estaria garantida à ELETROSUL maior participação no investimento total do projeto e, conseqüentemente, maior direito sobre a energia gerada pela usina. A ELETROSUL também teria para si o direito sobre a energia excedente, aquela gerada acima da energia garantida, mediante um preço previamente estipulado. O vencedor formaria um consórcio com a ELETROSUL, que transferiria a concessão ao consórcio durante trinta anos. Os direitos de cotas de energia garantida seriam proporcionais aos investimentos efetuados e apurados na entrada em operação comercial da primeira unidade. As partes contratantes também concluíram que a ELETROSUL não se responsabilizaria por quaisquer gastos adicionais não previstos no cronograma da obra, ficando estes a cargo da empresa ou consórcio vencedor da licitação.

A ELETROSUL ficou encarregada de controlar a qualidade da obra, uma vez que, após o término da concessão a usina deverá ser revertida à União. A empresa representará o consórcio perante as entidades públicas e ficará responsável pela operação da usina. "Também coube a ela as tarefas de

<sup>2</sup> O primeiro leilão da Nacional Energética S.A., realizado em julho de 1996 fracassou devido às incertezas quanto à possibilidade de continuidade da obra. O leilão foi adiado para o dia 15 de agosto, quando já havia três grupos habilitados à compra. No dia, no entanto, não foram dados lances. A dúvida acerca do fechamento das comportas para a inundação fez com que potenciais compradores preferissem não correr o risco de comprar a empresa e serem impedidos de continuar o projeto.

finalizar, dentro de um cronograma estipulado, o término das ações de indenização, relocação e reassentamento dentro do reservatório. Cada empresa do grupo interessado, além de dar uma garantia de não desistência, deveria emitir um seguro do tipo "performance Bond" equivalente a 5% dos contratos a serem realizados.<sup>3</sup>

Foi declarado vencedor da licitação o consórcio formado pela CSN, Cia. de Cimento ITAMBÉ, POLIOLEFINAS S.A. e Cia. Industrial de POLIPROPILENO. O grupo vencedor é denominado Associação de Autoprodutores Independentes e concorreu com outros 42 grupos ou empresas. A proposta do grupo reservava 38% da energia garantida à ELETROSUL e ainda a venda, por um preço atraente, da energia garantida e não utilizada pelo grupo, podendo o total chegar a 48% da energia gerada pela usina. Essa foi a proposta que mais benefícios trouxe à concedente, além de apresentar o custo total do empreendimento 9% menor do que o estipulado pela mesma.

### 3. UHE ITÁ IGARAPAVA

A UHE Igarapava está situada a cerca de 400 Km a oeste de Belo Horizonte, no Rio Grande e possuirá um total de 210 MW de capacidade instalada. O Rio Grande possui a montante seis usinas já em operação e mais duas sendo projetadas. Esse fator pode afetar a quantidade de energia gerada pela UHE Igarapava. A idéia de uma possível parceria com o setor privado surgiu a partir da dificuldade encontrada pela CEMIG na obtenção de recursos para investimento na expansão do seu parque gerador. Dessa forma, numa iniciativa pioneira no Brasil, foi estabelecida essa parceria, visando à construção da UHE Igarapava. O custo do empreendimento está estimado em US\$ 270 milhões e, além da CEMIG, outros grandes consumidores de eletricidade estão envolvidos no projeto (Companhia Mineira de Metais, Companhia Siderúrgica Nacional, Mineração Morro Velho, Companhia Vale do Rio Doce e Eletrosillex). A concessionária e o consórcio, formado pelas empresas citadas, assinaram um Acordo Operativo, no qual ficaram estabelecidas as regras para a operação da usina, as transações de transmissão de energia entre as usinas e os seus pontos de consumo, o fornecimento complementar de energia e as compensações energéticas.

Esse acordo beneficia ambas as partes envolvidas no projeto, uma vez que à CEMIG é dado o direito de dispor e operar toda a energia gerada pela usina e aos consorciados é garantido um montante contínuo de energia, modulada nos horários de ponta e fora de ponta.

Considerando-se a incerteza sobre o montante de energia produzida pela usina, foi decidido que a CEMIG iria garantir uma quantidade preestabelecida de energia ao consórcio,<sup>4</sup> mesmo que a UHE Igarapava não conseguisse produzi-la. O fornecimento adicional de energia firme, acima da energia garantida pela CEMIG, será regulamentado por um contrato complementar, no qual também estarão definidas as condições em que se darão as compensações energéticas.

Segundo o Acordo Operativo, é permitida a transferência temporária de energia entre as unidades consumidoras do consorciado, desde que este informe tal fato, com antecedência, à CEMIG. A UHE Igarapava será interligada ao Sistema CEMIG, e a concessionária terá como responsabilidades a representação do consórcio perante as entidades públicas, a gestão e o controle da operação da usina, e a programação da manutenção das unidades geradoras e equipamentos da mesma, inclusive a subestação.

<sup>3</sup> XIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

<sup>4</sup> Dentro do consórcio o rateamento dessa energia garantida pela CEMIG se dará segundo a participação percentual de cada empresa que dele faz parte.



## INFRA-ESTRUTURA: PERSPECTIVAS DE REORGANIZAÇÃO

- I. REGULAÇÃO
  - II. SETOR ELÉTRICO
  - III. TELECOMUNICAÇÕES
  - IV. FINANCIAMENTO
  - V. EMPREGO
  - VI. TRANSPORTE
  - VII. SANEAMENTO
  - VIII. CASOS ESTADUAIS
-



