

Of. nº 314/2020

São Francisco de Assis, 20 de agosto de 2020.

Exmº. Sr.
Vasco Asambuja de Carvalho
Presidente da Câmara Municipal
São Francisco de Assis

Assunto: Projeto de lei 29/2020



Senhor Presidente

Ao cumprimentá-lo cordialmente venho por meio deste encaminhar os projetos de Lei nº 29/2020 que autoriza a empresa EngService Empreendimentos de Engenharia CNPJ 04.951.007/0001-40, a realizar a transferência da exploração do barramento da Barragem do Itú, à empresa Santa Cecília Energética S/A CNPJ 34.737.046/0001-00.

Justifica o pedido no fato que o BNDES órgão financiador de empreendimentos elétricos, requer a criação de SPE, com atividade específica para exploração elétrica.

Acompanham a justificativa.

- Requerimento da empresa EngService;
- Portaria nº 274, 310 e 487 – MME;
- Cartilha BNDS;
- CNPJ's;
- Cartas de intenção.

Certo de contar com a pronta aprovação dos projetos de Lei, renovo votos de estima e apreço.

Atenciosamente,


Rubemar Paulinho Salbego
Prefeito Municipal



PELO CAMPO E CIDADE
ADM. 2017 - 2020

PREFEITURA MUNICIPAL

SÃO FRANCISCO DE ASSIS - RS



PROJETO DE LEI Nº . 29/2020

Autoriza a empresa EngService Empreendimentos de Engenharia CNPJ 04.951.007/0001-40, a realizar a transferência da exploração do barramento da Barragem do Itú, à empresa Santa Cecília Energética S/A CNPJ 34.737.046/0001-00.

Rubemar Paulinho Salbego, Prefeito Municipal de São Francisco de Assis, Estado do Rio Grande do Sul,

Faço saber que a Câmara Municipal aprovou e eu sanciono a seguinte Lei,

Art.1º Fica autorizado a empresa EngService Empreendimentos de Engenharia CNPJ 04.951.007/0001-40, a realizar a transferência da exploração do barramento da Barragem do Itú, concedido pela Lei nº 1185/2018 de 29 de novembro de 2018, à empresa Santa Cecília Energética S/A CNPJ 34.737.046/0001-00.

Art. 2º A presente alteração será formalizada por meio de termo aditivo.

Art. 3º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Gabinete do prefeito Municipal, em

Rubemar Paulinho Salbego
Prefeito Municipal

TERMO DE CONFIDENCIALIDADE E INTENÇÃO DE COMPRA

Presente instrumento tem por objetivo estabelecer critérios para início de negociação envolvendo unicamente Licenças Ambientais, Direito de uso de Barramento destinado a implantação de Hidrelétrica.

Das PARTES:

Vendedora: **ENGSERVICE EMPREENDIMENTOS DE ENGENHARIA LTDA**, pessoa jurídica de direito privado, inscrita no CNPJ nº: 04.951.007/0001-40, pessoa jurídica de direito privado, com sede na Rua Serafim Valandro nº 688/ 2º Andar, Bairro Centro na cidade de Santa Maria RS, neste momento representado por Cláudio Alexandre S. Burtet, CPF nº: 392.732.960-68, hora denominado simplesmente **VENDEDOR**.

Compradora: **VOLTS EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES HOLDING LTDA**, pessoa jurídica de direito privado, inscrita no CNPJ nº 30.263.162/0001-83, com sede na Travessa Souza Naves, nº. 61, Centro, CEP 85.601-640 em Francisco Beltrão-PR, neste ato representada por seu sócio administrador Jhoni Loro, CPF 027.398.549-35, RG nº 7.206.704-5, por hora denominado simplesmente **COMPRADOR**.

CLAUSULA 1ª

Objeto desta intenção de compra se trata do potencial hidrelétrico Passo de Santa Cecília com potência Instalada de 7,5 MW, a ser implantado sobre a área rural localizada no município de Manoel Viana RS.

PARAGRAFO 1º

A **VENDEDORA** declara ser a única proprietária / representante legal do imóvel acima qualificado, bem como proprietária das licenças ambientais que já existem referente ao potencial.

CLAUSULA 2ª

O **COMPRADOR** manifesta neste instrumento intenção de compra ou formação de parceria a fins de viabilizar a implantação dos potenciais hidrelétricos acima identificados, podendo em cada um deles haver uma negociação particular;

PARAGRAFO 1º

COMPRADOR solicita que o **VENDEDOR** envie dados sobre o empreendimento sendo os principais: contrato com os proprietários ou intenção de compra com valor definido ou matrículas em nome do **VENDEDOR**; topografia com curvas de no máximo metro a metro; arranjo da instalação, sondagem no percurso do canal / túnel quando houver caracterizando o material em toda sua extensão; medições da vazão de diferentes épocas do ano.

PARAGRAFO 2º

COMPRADOR solicita a preferência de compra pelo período de 30 dias a partir da assinatura deste termo, devendo o valor e ou percentual / condições de pagamento serem firmadas através de documento específico. Após o envio da proposta de compra o **VENDEDOR** deverá se



pronunciar em até 05 dias, no caso de aceite as PARTES terão um período de 30 dias para formatação dos documentos cabíveis, no caso de negativa todas as tratativas até o momento serão encerradas sem direito a reclamação de qualquer uma das partes.

PARAGRAFO 3º

Em caso de haver um terceiro interessado com proposta de compra devidamente formalizada para esse mesmo objeto, deverá o promitente VENDEDOR enviar a esse promitente COMPRADOR a cópia de tal proposta para que esse no prazo 05 dias manifeste seu interesse na compra do objeto, igualando ou suplantando a oferta deste terceiro interessado.

PARAGRAFO 4º

O COMPRADOR assegura que as informações recebidas serão mantidas em sigilo sendo apresentada apenas aos parceiros comerciais com os quais se pretende adquirir os potenciais em questão.

CLAUSULA 3ª

O objeto deste termo é uma intenção de compra ou parceria a fins de viabilizar a construção de empreendimento hidrelétrico, a assinatura deste termo em nem uma hipótese caracteriza vínculo de qualquer espécie entre as PARTES.

PARAGRAFO 1º:

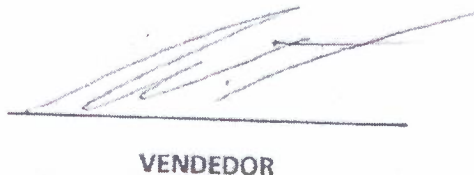
AS PARTES declaram serem conhecedoras das boas práticas adotadas neste tipo de negociação, sendo cada qual responsável pelas informações obtidas e recebidas. No caso de uma das partes se sentir prejudicada caberá comprovar a culpa da outra PARTE bem como solicitar indenização pelos danos causados se for o caso. Esse termo será automaticamente encerrado após o período de 30 (trinta) dias após sua assinatura.

PARAGRAFO 2º

As partes elegem o Foro da Comarca de Santa Maria RS em detrimento dos demais, mesmo estes tendo mais privilégios, caso haja qualquer questão a ser resolvida em juízo.

Santa Maria RS, 30 de Junho de 2020.


COMPRADOR


VENDEDOR



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PORTARIA Nº 318/GM, DE 01 DE AGOSTO DE 2018

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e o que consta do Processo nº 48000.000455/2013-84, resolve:

Art. 1º A pessoa jurídica de direito privado, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica, poderá requerer à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI dos projetos das seguintes categorias:

I - geração de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão no Ambiente de Contratação Regulado - ACR;

II - geração de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre - ACL;

III - geração de energia elétrica decorrente de ampliação de que trata o art. 2º da Portaria MME nº 418, de 27 de novembro de 2013;

IV - transmissão de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão;

V - reforço nas instalações de concessão de transmissão de energia elétrica objeto de Resolução Autorizativa da ANEEL, de Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão - CCT ou de Contrato de Compartilhamento de Infraestrutura - CCI; e

VI - melhoria nas instalações de concessão de transmissão de energia elétrica objeto de Resolução Autorizativa da ANEEL.

§ 1º Para efeito do disposto no art. 6º, § 1º, inciso I, do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, para os projetos enquadrados:

I - nos incisos I e IV do **caput**, há presunção de que os impactos do REIDI foram considerados pelo titular do projeto nas licitações;

II - no inciso III do **caput**, a ANEEL deverá considerar o impacto positivo da aplicação do REIDI nas aquisições e importações de bens e serviços pelas concessionárias de geração de energia elétrica na determinação da tarifa da ampliação; e

III - nos incisos V e VI do **caput**, a ANEEL deverá considerar o impacto positivo da aplicação do REIDI nas aquisições e importações de bens e serviços pelas concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica na determinação da Receita Anual Permitida.

§ 2º Considera-se titular do projeto a pessoa jurídica que executar o projeto e incorporar a obra de infraestrutura ao seu ativo imobilizado.

§ 3º O requerimento de que trata o **caput** deverá ser acompanhado de Formulário de Informações gerado no Sistema do REIDI - SREIDI, disponível na internet, nas páginas do Ministério de Minas e Energia e da ANEEL, assinado pelos Representantes Legais, Responsável Técnico e Contador da pessoa jurídica titular do projeto, contendo as seguintes informações:

I - da Pessoa Jurídica Titular do Projeto:

a) razão social;

b) número de inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica - CNPJ; e

c) nome e número de inscrição no Cadastro de Pessoa Física - CPF dos Representantes Legais, do Responsável Técnico e do Contador da empresa;

II - do Projeto de Infraestrutura de Energia Elétrica:

a) nome do empreendimento;

b) número do ato de autorização ou concessão do projeto, quando couber;

c) localização do projeto: Município(s) e Unidade(s) da Federação; e

d) descrição do projeto, com indicação da data de conclusão e da categoria de enquadramento do projeto de acordo com o art. 1º, compreendendo:

1. para projetos de geração: Código Único do Empreendimento de Geração - CEG, potência instalada em kW, número de máquinas, sistema de transmissão de interesse restrito, tipo de fonte e, em caso de fonte térmica, tipo de combustível; e

2. para projetos de transmissão: tensão, potência e extensão das instalações, conforme aplicável;

III - estimativas dos investimentos e do valor de suspensão dos impostos e contribuições a título de REIDI, tendo como base o mês anterior à data de assinatura do Formulário de Informações referido no art. 1º, § 3º, contendo:

a) investimentos em bens (máquinas, equipamentos e materiais de construção), serviços de terceiros e outros, com incidência de contribuição para o Programa de Integração Social e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP e de Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS durante o período de fruição do Regime Especial; e

b) investimentos em bens (máquinas, equipamentos e materiais de construção), serviços de terceiros e outros, sem incidência de PIS/PASEP e de COFINS durante o período de fruição do Regime Especial.

§ 4º Para projetos de geração de energia sujeitos apenas a registro, o requerimento de que trata o **caput** deverá ser acompanhado do Formulário de Informações do SREIDI e dos seguintes documentos:

I - Licença Ambiental de Instalação do empreendimento; e

II - Informação de Acesso ao Sistema Elétrico, fornecida pela Concessionária de Distribuição ou pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

§ 5º Nos casos de projetos executados em consórcio, somente a pessoa jurídica líder deverá apresentar a documentação requerida.

Art. 2º Caberá à ANEEL analisar a adequação da solicitação aos termos da Lei e da Regulamentação do REIDI e a conformidade dos documentos apresentados.

§ 1º Constatada a necessidade de complementação de informações, a requerente será notificada, preferencialmente, por meio dos endereços de correio eletrônico informados no Formulário de Informações do SREIDI, para regularizar as pendências no prazo de vinte dias, a contar da data da notificação, sob pena de arquivamento do requerimento.

§ 2º Encerrada a análise a que se refere o **caput**, a ANEEL encaminhará à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia os documentos apresentados e a manifestação acerca da adequação do pleito, a conformidade do projeto e dos documentos apresentados, inclusive quanto à razoabilidade das estimativas dos investimentos, podendo ser adotada como base valores regulatórios equivalentes, e do valor de suspensão dos impostos e contribuições decorrente do REIDI.

§ 3º A ANEEL poderá ouvir a Empresa de Pesquisa Energética - EPE quanto à razoabilidade das estimativas dos investimentos.

Art. 3º A pessoa jurídica de direito privado, titular de projeto referido nos incisos I e IV do **caput** do art. 1º, poderá requerer o enquadramento do projeto no REIDI, de acordo com previsão constante no Edital do respectivo Leilão.

Parágrafo único. Para projeto de geração de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão no ACR, cuja outorga for emitida pelo Ministério de Minas e Energia, serão consideradas as estimativas de investimentos e do valor de suspensão dos impostos e contribuições constantes na Ficha de Dados do projeto preenchida no Sistema de Cadastramento da EPE para fins de habilitação do projeto ao Leilão, tendo como base o mês anterior à data de emissão da Ficha de Dados.

Art. 4º O projeto será considerado enquadrado no REIDI mediante a publicação de Portaria do Ministério de Minas e Energia, a qual deverá conter:

- I - nome empresarial e o número de inscrição no CNPJ da pessoa jurídica titular do projeto;
- II - descrição do projeto, com a especificação do setor em que se enquadra, conforme definido no **caput** do art. 5º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007; e
- III - estimativas dos investimentos com e sem a incidência de PIS/PASEP e de COFINS, de responsabilidade exclusiva da pessoa jurídica titular do projeto.

Parágrafo único. As alterações técnicas ou de titularidade de projetos aprovados nos termos desta Portaria não ensejarão a publicação de nova Portaria de aprovação, desde que tais alterações tenham sido autorizadas pela ANEEL ou pelo Ministério de Minas e Energia.

Art. 5º O titular de projeto deverá informar, à Secretaria da Receita Federal do Brasil, a entrada em operação comercial do projeto, no prazo de até trinta dias do seu início, mediante a entrega dos seguintes documentos:

- I - Despacho emitido pela ANEEL que libera a operação comercial, no caso de empreendimentos de geração; e
- II - Termo de Liberação Definitivo, emitido pelo ONS, no caso de empreendimentos de concessionárias de transmissão.

Art. 6º Após a aprovação ou indeferimento dos requerimentos de enquadramento ao REIDI, os respectivos Processos ficarão arquivados na ANEEL.

Art. 7º A ANEEL informará ao Ministério de Minas e Energia e à Secretaria da Receita Federal do Brasil a ocorrência de situações que evidenciem a não implementação do projeto enquadrado na forma aprovada em Portaria.

Art. 8º A habilitação do Projeto no REIDI e o cancelamento da habilitação deverão ser requeridos à Secretaria da Receita Federal do Brasil.

Art. 9º Aplica-se o disposto nesta Portaria aos projetos para os quais foi requerido o enquadramento ao REIDI e não foram aprovados até a data de publicação deste Ato.

Parágrafo único. Os requerimentos relativos aos projetos de que trata o **caput** que não se enquadram nos termos desta Portaria serão indeferidos e os respectivos Processos arquivados.

Art. 10. Ficam revogadas:

- I - a Portaria MME nº 274, de 19 de agosto de 2013;
- II - a Portaria MME nº 310, de 12 de setembro de 2013;
- III - a Portaria MME nº 222, de 7 de junho de 2016; e
- IV - a Portaria MME nº 487, de 15 de dezembro de 2017.

Art. 11. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

W. MOREIRA FRANCO



Documento assinado eletronicamente por **Wellington Moreira Franco**,
Ministro de Estado de Minas e Energia, em 09/08/2018, às 18:16,

conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0193702** e o código CRC **C3353B0F**.

Referência: Processo nº 48000.000455/2013-84

SEI nº 0193702

O setor elétrico brasileiro e o BNDES: reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas

Alexandre Siciliano Esposito

<http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O BNDES: REFLEXÕES SOBRE O FINANCIAMENTO AOS INVESTIMENTOS E PERSPECTIVAS

Alexandre Siciliano Esposito*

* Gerente do Departamento de Energia Elétrica da Área de Infraestrutura do BNDES e mestre em economia pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. O autor agradece os comentários de Nelson Fontes Siffert Filho, superintendente da Área de Infraestrutura, e de Filipe Lage de Sousa, economista do Departamento de Acompanhamento Econômico e Operações da Área de Pesquisa e Acompanhamento Econômico, do BNDES, bem como o auxílio de Frida Koiffman, do Gabinete da Presidência do BNDES, para a obtenção de dados e referências do Programa Nacional de Desestatização (PND). Eventuais erros e omissões são de absoluta responsabilidade do autor.

RESUMO

O setor elétrico brasileiro, para o BNDES, desde sua fundação em 1952, era uma das principais prioridades para a concessão de crédito. Com as mudanças institucionais e estruturais do setor, o papel do Banco foi adaptado às necessidades de cada fase de seu desenvolvimento. Em boa parte da segunda metade do século XX, as próprias estatais do setor, notadamente a Eletrobras, detinham o papel tanto de operadores quanto de financiadores, por meio de recursos internos, setoriais e endividamento a sua disposição. A partir dos anos 1990, com o processo de introdução da iniciativa privada, o papel do BNDES retomou sua importância originária, seja como gestor da privatização, em um momento inicial, seja como promotor dos investimentos para expansão setorial. Este artigo retrata justamente essa trajetória do papel do BNDES ao longo do processo de transformações do setor elétrico.

ABSTRACT

The Brazilian electric energy sector, since the BNDES was founded in 1952, has been one of the Bank's main credit priorities. As a result of institutional and structural changes in the sector, the Bank's role was adapted according to each stage of development. For most of the second half of the 20th century, the State-owned utilities, especially Eletrobras, played both operational and financing roles, employing internal, sectorial, debt resources that were at their disposal. Since the 1990s, with the arrival of the private sector, the role of the BNDES has regained its original importance, be it as a manager of privatization, initially, or as a promoter of investment aimed at expanding the sector. This paper precisely presents the path that the BNDES' role has taken throughout the transformation of the electric energy sector.

1. INTRODUÇÃO

Este artigo objetiva traçar um panorama da condução dos investimentos do setor elétrico brasileiro (SEB). Nele se expõem as formas de mobilização de recursos financeiros para coordenar a expansão setorial.

Dessa perspectiva, avalia-se o papel do BNDES, desde sua criação em 1952 até a atual conjuntura, com relação à evolução das formas de financiamento do SEB e às mudanças estruturais do setor.

Inicia-se o artigo com uma síntese da trajetória de conformação da organização setorial (de controle e comando estatal) que predominou entre meados do século XX e a década de 1990. Esse corte histórico inicial foi escolhido por ser contemporâneo à criação do BNDES.

Depois, são expostas as modificações estruturais do setor, desde as privatizações dos anos 1990 até a conclusão do marco regulatório do setor elétrico nos anos 2000. Nessa seção, destaca-se o crescimento da importância do BNDES na determinação da estrutura do setor e na mobilização de recursos financeiros para sua operacionalização e expansão.

Em seguida, é retratada a atual conjuntura do SEB, com a consolidação do papel do BNDES como seu principal financiador, e mostram-se as perspectivas e desafios a serem enfrentados. Por fim, são reunidas as principais conclusões deste artigo.

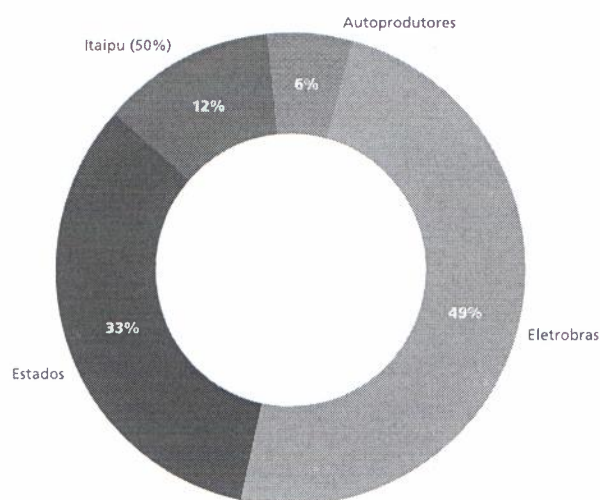
2. ASCENSÃO E QUEDA DO MODELO ESTATAL

Entre meados do século passado e a década de 1990, o setor elétrico brasileiro foi planejado e operado por empresas estatais. A propriedade estatal dos ativos seguia um modelo híbrido, que combinava aspectos de descentralização e centralização.

De um lado, era descentralizado porque vários estados da federação detinham as concessões locais de distribuição e também investiam nos segmentos de geração e transmissão de eletricidade. De outro lado, na esfera federal, a Eletrobras e suas empresas controladas detinham a maior parte dos ativos de geração e transmissão de eletricidade, bem como participações societárias nas concessões locais es-

taduais. O Gráfico 1 retrata a composição da propriedade dos ativos até a véspera das privatizações dos anos 1990.

GRÁFICO 1 PROPRIEDADE DOS ATIVOS EM 1993



Fonte: Araújo e Oliveira (2005).

A Eletrobras era o principal agente do SEB, e seu controle sobre o setor ocorria da seguinte forma:

- coordenava a operação dos sistemas de transmissão e geração, em função da necessidade de otimização do parque gerador hidrotérmico;
- planejava a expansão do setor, por meio dos chamados planos decenais e planos de longo prazo (vinte a trinta anos); e
- controlava os recursos (externos e internos) para o financiamento setorial.

Essa estrutura de mercado foi conformada durante décadas, por meio de um processo crescente de centralização estatal tanto da operação do setor quanto de sua expansão, conforme descrito no Quadro 1.

O SEB nasceu de uma estrutura descentralizada, na qual vários sistemas regionais foram sendo construídos em cada estado da federação. Em seus primórdios, no fim do século XIX, empresas privadas investiram na autogeração de energia, enquanto empresas de transportes públicos (bondes) e iluminação pública instalaram geradores para alimentar suas redes.

QUADRO 1 CRONOLOGIA DA ESTATIZAÇÃO DO SEB

1945	Criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), estatal federal responsável inicialmente pelos investimentos em geração de energia na bacia do rio São Francisco.
1952	Fundação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), com a atribuição de fornecer recursos para projetos que demandavam financiamentos a longo prazo. A Comissão Mista Brasil-Estados Unidos (CMBEU), grupo de trabalho que originou a criação do BNDE, elegeu como prioridade o equacionamento das deficiências de transporte e energia, que eram os dois maiores gargalos para o crescimento econômico.
1952	Fundação da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), estatal estadual de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.
1954	Instituição do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), destinado a prover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Sua gestão foi delegada ao BNDE, e uma parcela do fundo foi repartida entre os estados da federação. Esse fundo tinha como origem de recursos o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE).
1954	Criação da Companhia Paranaense de Energia (Copel), estatal estadual de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.
1957	Criação de Furnas Centrais Elétricas, estatal federal responsável por investimentos de geração e transmissão de eletricidade no Sudeste do país.
1961	Criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), como empresa <i>holding</i> dos ativos federais, agregando o controle de Furnas e Chesf. Além disso, no bojo de sua criação estava a questão do financiamento setorial. Exemplo desse fato foi a transferência da carteira de aplicações e a administração do Fundo Federal de Eletrificação do BNDE para a empresa.
1962-1966	Encampação e posterior compra dos ativos da American & Foreign Power Company (AMFORP) pelo governo federal. Foram cerca de dez concessionárias regionais, que em sua maioria foram transferidas para os estados da federação, ou, em poucos casos, para a Eletrobras.
1966	Criação das Centrais Elétricas de São Paulo S.A. (Cesp), com a fusão de 11 empresas estatais estaduais (alguns ativos antigos da AMFORP).
1968	Criação da terceira subsidiária da Eletrobras, a Eletrosul Centrais Elétricas S.A., estatal federal responsável pelos investimentos de geração e transmissão de eletricidade no Sul do país.
1973	Nascimento da quarta subsidiária regional da Eletrobras, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), responsável pela construção da usina de Tucuruí, no rio Tocantins. A empresa deu início à produção de eletricidade em grande escala na região Norte do país.
1978	Aquisição pelo governo federal da Light, então concessionária de cidades dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, inclusive as capitais. Em 1981, a parcela paulista da empresa passou ao governo do Estado de São Paulo, que alterou o nome da companhia para Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A.

Fonte: Elaboração própria.

Posteriormente, com a aceleração da urbanização nas cidades brasileiras, capitais estrangeiros investiram na distribuição de eletricidade para os serviços públicos das cidades. As empresas eram responsáveis por diversos serviços de utilidade pública, como transportes (bondes e ônibus), iluminação pública, produção e distribuição de eletricidade, distribuição de gás canalizado e telefonia. Assim, o SEB chegou aos anos 1930 com uma estrutura de capital predominantemente estrangeira e descentralizada (cerca de 90% do setor).

Nos anos 1930, a canadense Light consolidou os dois principais mercados de distribuição do país, Rio de Janeiro e São Paulo, e chegou a deter 40% da capacidade instalada nacional de geração de energia.

A norte-americana AMFORP, por sua vez, consolidou na mesma época as redes de distribuição do interior de São Paulo e das cidades de Recife, Salvador, Natal,

Maceió, Vitória, Niterói, Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre e Pelotas [Pinto Jr. et al. (2007)].

Nesse momento, o Brasil tinha algumas ilhas elétricas, mas o mercado concentrava-se nas cidades do Rio de Janeiro e de São Paulo e nas suas imediações. O Sudeste concentrava 80% da geração de energia e o Nordeste, apenas 10% [Pinto Jr. et al. (2007)].

Em resumo, esse quadro ilustra uma conformação setorial desarticulada, concentrada nos dois principais centros urbanos (RJ e SP). Isso demonstra que o surgimento do SEB advém do processo de urbanização das capitais do país. Porém, à medida que o processo de industrialização do país avançava, o setor elétrico deixava de ser apenas um bem de utilidade pública das cidades para se tornar também um insumo essencial para as indústrias.

Com o crescimento do setor em essencialidade e escala (sobretudo graças à demanda industrial), foi inevitável a necessidade crescente de articulação entre os investimentos na expansão da geração e da distribuição de energia, com o objetivo de aceleração do processo de industrialização.¹

Consequentemente, o controle estatal de insumos básicos e da infraestrutura, em geral, passou a ser visto como condição de existência do processo de industrialização.

Esse controle iniciou-se com um processo de intensificação da regulação setorial (antes esparsa em instrumentos legais), com a criação do Código das Águas, em 1934 (Decreto 24.643/34), que centralizou em um instrumento legal as regras gerais das atividades de concessão nacionais e estrangeiras do SEB. Contudo, o que começou com maior controle institucional tornou-se, nas décadas seguintes, um controle de fato por meio da propriedade estatal dos ativos setoriais.

O setor elétrico brasileiro, assim como os demais setores de infraestrutura (telecomunicações, por exemplo), percorreu uma trajetória de crescente controle es-

¹ O setor elétrico ganhou grande destaque no Plano de Metas do governo JK (1957-1961), com meta de expansão de 2 GW e realização de 1,65 GW (a capacidade instalada brasileira em 1950 era de 1,9 GW). Já no período militar, diversos planos, como o Plano Estratégico de Desenvolvimento (PED), de 1967, o Plano de Metas e Bases para a Ação de Governo, de 1970, o I Plano Nacional de Desenvolvimento (I PND), de 1970-1974, e o II PND, de 1975-1979, adotaram como um dos pilares do desenvolvimento industrial a expansão da oferta de eletricidade [Abreu (1999)]. Com efeito, entre 1960 e 1980, o SEB vivenciou expressiva expansão da capacidade instalada de geração de energia, com um crescimento médio anual de 10,2% (ver Apêndice 1); isto é, de 4,8 GW, em 1960, o país passou a deter 33,5 GW em 1980.

tatal como reflexo natural do processo político de indução ao crescimento econômico, executado tanto pelo poder federal quanto pelos estados. Nesse sentido, coube ao Estado direcionar os investimentos do setor por meio do controle de dois fatores-chave:

1. a origem dos recursos (financiamento da expansão setorial), e
2. a responsabilidade pela tomada de decisão (determinação de quando, onde, como e quais investimentos seriam realizados).

Cabe destacar alguns marcos que evidenciam o crescimento do papel do Estado no comando dos investimentos, como ilustrado no Quadro 1.

O papel do BNDE² no setor elétrico, como um dos financiadores de longo prazo, foi um dos fundamentos para sua criação em 1952. O gerenciamento dos recursos do Fundo Federal de Eletrificação (FFE) era uma de suas principais atribuições. O FFE era lastreado pelo Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE), que incidia sobre o consumo de energia. Por meio desse fundo, o Banco financiou inicialmente 6,3% da expansão do parque gerador (21,6 MW), em 1955, e 95,9% da sua expansão (502 MW), em 1962, ano de criação da Eletrobras [Gomes et al. (2002)].

Com a crescente centralização da gestão da operação e dos investimentos do setor nas mãos da Eletrobras, o BNDE perdeu a atribuição de gestor daquele fundo para a empresa *holding* do SEB. Com isso, a Eletrobras tornou-se, simultaneamente, gestora, maior proprietária (concessionária), planejadora (papel usualmente exercido pelo poder concedente) e financiadora do setor. A partir desse momento, o BNDE passou a ter papel marginal na expansão do setor elétrico.

A atuação do BNDE voltou-se para as indústrias de transformação e de bens de capital. Assim, no que toca ao setor elétrico, o financiamento à produção e à aquisição de máquinas e equipamentos elétricos passou a ser o nicho de fomento do Banco. Seu papel como financiador de projetos foi retomado apenas no fim dos anos 1970 e início dos anos 1980, já em uma conjuntura de crise do modelo estatal.

² Então ainda sem sua vertente social, explicitada em sua razão social apenas em 1982, quando se tornou o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Com efeito, a partir dos anos 1960, o papel da Eletrobras como financiadora setorial foi desempenhado por meio dos seguintes esquemas de obtenção de recursos: Fundo Federal de Eletrificação,³ Empréstimos Compulsórios aos Consumidores,⁴ Reserva Global de Reversão (RGR),⁵ e Empréstimos Externos.

Além dessas fontes de recursos, havia outras duas fontes complementares, operadas de forma descentralizada, sem o pleno controle da Eletrobras:

- os orçamentos dos estados e da União, importantes para custear os investimentos, sobretudo durante o processo de estatização do setor (descrito no Quadro 1); e
- a aplicação de uma política de realismo tarifário no suprimento de eletricidade, que permitia que cada concessionária custeasse os investimentos com as próprias receitas.

Esse modelo de propriedade e financiamento setorial com base nas empresas estatais permitiu a aceleração dos investimentos na expansão do SEB (ver Apêndice 1) e explica, em grande medida, a atual estrutura física e produtiva do setor. Essa estrutura caracteriza-se por um parque gerador de base hidrotérmica, integrado por extensa rede de transmissão e distribuição de eletricidade, que interliga boa parte do território nacional.

Contudo, fatores exógenos ao setor elétrico minaram o esquema de financiamento dos investimentos, já a partir dos anos 1970 e, sobretudo, nos anos 1980. A seguir, uma breve descrição desses fatores.

a. Política de contenção tarifária

A economia brasileira, assim como diversas outras mundo afora, foi severamente impactada pelo choque do petróleo de 1973, reprisado em 1979. A elevação do preço desse insumo básico fez com que o governo brasileiro adotasse uma

³ O FFE detinha expressiva base de arrecadação, pois o IUEE aplicado sobre os consumidores de energia era de 10%, para a atividade rural, 35%, para os consumidores residenciais e industriais, e 40%, para os consumidores comerciais e outros.

⁴ O empréstimo compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído em 1962, era um adicional cobrado nas contas de energia elétrica para financiar a expansão do setor elétrico. A contrapartida dos consumidores era o direito a receber da Eletrobras resgatável em dez anos, com juros de 12% ao ano. O empréstimo compulsório foi fixado em 15% do valor da conta de energia, no primeiro ano de sua aplicação, e em 20% nos anos seguintes. Em 1993, foi encerrada sua cobrança.

⁵ A RGR foi criada em 1957 com a finalidade de constituir um fundo para garantir ao poder concedente os recursos a serem aplicados nos casos de indenização ao concessionário nos momentos de reversão dos ativos ao Estado ao fim do prazo de concessão. A partir de 1971, a legislação conferiu à Eletrobras a administração desse fundo, cujo emprego se daria na forma de empréstimos a concessionários de serviços públicos de energia elétrica, para expandir e melhorar os serviços.

política de substituição energética, a fim de minimizar a dependência externa do petróleo.

Essa política tinha duas bases: uma, de longo prazo, que visava à massificação do etanol de cana-de-açúcar como insumo para modais de transporte; e outra, de curto prazo, que visava prover à indústria, de forma geral, eletricidade (proveniente de hidrelétricas, sobretudo) a preços módicos. Nesse sentido, a tarifa de eletricidade tornou-se um meio de indução de política industrial e de contenção do déficit comercial.

Em parte também originado pelos choques do petróleo, a inflação brasileira registrou aceleração de seus índices a partir dos anos 1970 e notadamente nos anos 1980. Com efeito, os reajustes das tarifas de eletricidade foram contidos também como forma de controle inflacionário, a fim de compensar choques exógenos e a crescente indexação da economia brasileira. É inegável que a implicação imediata dessa política foi a deterioração dos balanços das concessionárias e de sua capacidade de autofinanciamento.⁶

b. Uso do regime de tarifação uniforme

Em 1974, o governo instituiu a equalização tarifária entre as concessionárias. O objetivo era estabelecer tarifas iguais em todo o território nacional, ajustando a remuneração das empresas por meio da transferência de recursos excedentes das empresas superavitárias para as deficitárias. Essas transferências eram reguladas por uma conta, denominada Reserva Global de Garantia (RGG), que em 1988 foi renomeada Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (Rencor). A intenção implícita dessa política foi reduzir as desigualdades entre as regiões do país, sobretudo entre Sudeste e Sul e Nordeste e Norte.

Até 1981, esse esquema de subsídio cruzado não afetou o mínimo legal de remuneração das empresas. Naquele ano, porém, a remuneração de referência para

⁶ Nesse momento, as concessionárias de energia elétrica passaram a adotar uma prática defensiva em relação à política de contenção tarifária. Como seus contratos de concessão lhes concediam direito à remuneração garantida do capital, as empresas abriram em seus balanços direitos a receber, denominados Conta de Resultados a Compensar (CRC). Basicamente, a CRC acumulava o diferencial tarifário entre a tarifa vigente e aquela que seria necessária para garantir sua remuneração legal entre 10% e 12% ao ano. Assim nasceu um dos grandes passivos financeiros, que só foram eliminados do SEB nos anos 1990, como condição necessária para as privatizações. Com a extinção da remuneração legal das concessionárias, em 1993, coube ao Tesouro Nacional ressarcir as empresas em um total de US\$ 23 bilhões, em valores da época [Oliveira e Pinto Jr. (1998), Gomes *et al.* (2002) e Araújo e Oliveira (2005)].

a transferência de recursos entre empresas superavitárias e deficitárias passou a ser a média das empresas com base nas tarifas autorizadas pelo governo federal, que, por sua vez, já sofriam com a política de contenção tarifária.

As implicações dessa política de subsídios cruzados foram: de um lado, de forma imediata, a perda de receita das empresas superavitárias, que passaram a custear concessionárias deficitárias; e, de outro lado, de forma estrutural, o desincentivo das empresas para controlar seus custos, já que as empresas mais eficientes não seriam premiadas, mas seriam fontes de recursos para as empresas menos eficientes.

c. Deterioração das condições de financiamento externo

Tanto as empresas estatais quanto o Estado brasileiro contraíram dívida com instituições multilaterais de crédito e no mercado de capitais internacional em um contexto de alta liquidez e baixos juros, que perdurou até os anos 1970.

Com a crise nas economias centrais, que passavam por uma conjuntura de estagnação econômica e alta inflação, explicada em grande medida pelos choques do petróleo, o quadro de liquidez internacional inverteu-se. Os principais marcos de inflexão da liquidez internacional para o Brasil foram a elevação da taxa básica de juros norte-americana em 1979 e, em consequência disso, a moratória mexicana de 1982.

Nesse período, o Brasil praticava uma política anticíclica de manutenção do crescimento econômico em uma conjuntura de crise internacional.⁷ Essa política foi exitosa para promoção de diversos investimentos que solidificaram a base industrial brasileira. A conta financeira, porém, severamente afetada pela política monetária americana, foi alta, o que levou não só o Brasil, mas boa parte dos países dependentes de recursos externos, a declarar *default* e renegociar seus créditos para retomar seu crescimento.

Para agravar o quadro de crise, não houve sincronia entre as políticas de investimento das empresas estatais federais e estaduais, a partir dos anos 1970 e,

⁷ Esse era o momento do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), lançado em 1974 como resposta ao primeiro choque do petróleo. O II PND, apesar de abranger o período de 1975 a 1979, resultou na maturação de investimentos em grande medida nos anos 1980, sendo o serviço da dívida associada também referente a esse período. Inevitavelmente, o sucesso do II PND dependia de grande volume de recursos e de financiamento de longo prazo, que, apesar da participação do BNDE, foi majoritariamente obtido por meio de dívida externa a juros pós-fixados.

sobretudo, nos anos 1980. Grandes hidrelétricas começaram a ser construídas, tanto pelas empresas do grupo Eletrobras quanto por estatais estaduais, como Cesp, sem que o consumo de energia crescesse em um ritmo que justificasse e viabilizasse esses investimentos.

Para ilustrar, esse foi o momento em que se iniciaram os projetos de usinas como Paulo Afonso IV (1979), Itumbiara (1980), Porto Primavera (1980), Tucuruí (1984) e Itaipu (1984).⁸ Os projetos sofreram sistemáticos atrasos, em parte por causa da falta de recursos para seu financiamento, e em parte por causa do baixo crescimento da demanda por energia.⁹ Nesse momento, o BNDES retomou sua participação como financiador relevante do setor, com financiamento de mais de 20 GW de usinas hidrelétricas.¹⁰

Em resumo, nos anos 1980, o SEB recaiu na chamada armadilha das economias de escala, pois grandes projetos com atrasos sistemáticos implicaram crescimento dos custos de financiamento durante sua construção e a postergação das receitas oriundas da operação [Oliveira e Pinto Jr. (1998)]. Com efeito, o que seria uma virtude para os projetos (economias de escala) tornou-se um vício.

Para sintetizar a reversão do quadro de financiamento setorial, de superavitário para deficitário, entre os anos 1970 e 1980, basta verificar a relação entre a capacidade de autofinanciamento e investimentos ilustrada no Gráfico 2.

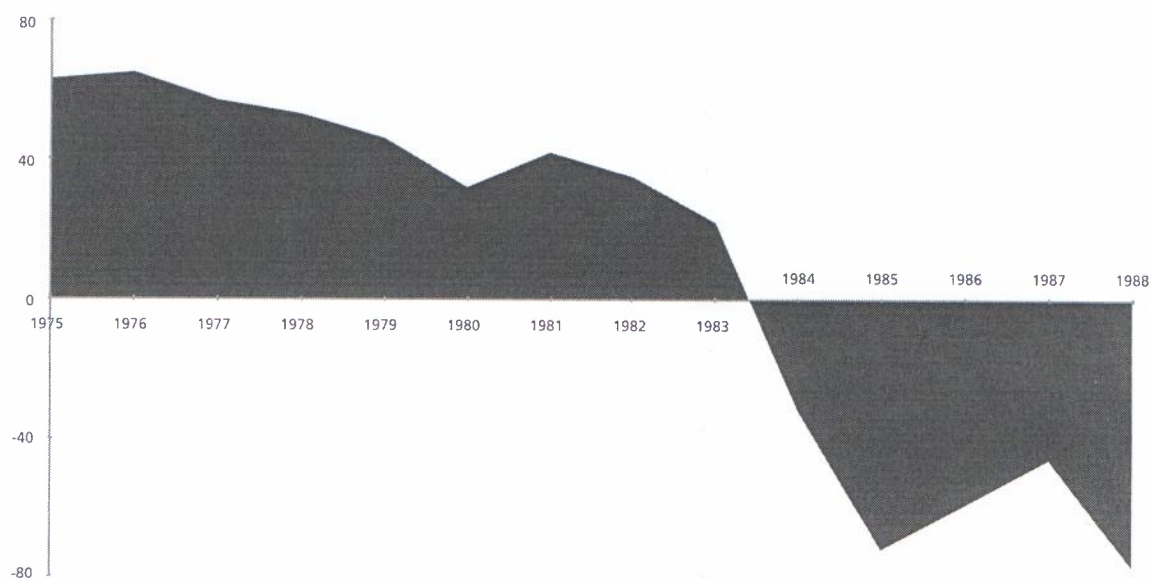
Esse foi o contexto em que o SEB ingressou nos anos 1990 e, em grande medida, fundamenta a proposição de mudança estrutural. Essa mudança tinha dois pilares básicos: o ingresso da iniciativa privada, em função da incapacidade do Estado e das estatais de, sozinhos, viabilizar os investimentos, e a introdução da competição e da regulação por incentivos com vistas a aumentar a eficiência econômica do setor.

⁸ A capacidade instalada das usinas é, atualmente, a seguinte: Paulo Afonso IV, 2,4 GW; Itumbiara, 2 GW; Tucuruí, 8,3 GW; Itaipu, 14 GW; e Porto Primavera, 1,8 GW.

⁹ O caso de Porto Primavera é o mais emblemático, pois as obras, previstas para serem concluídas em 1988, acabaram apenas em 2003.

¹⁰ No início dos anos 1990, 20 GW representavam mais de 37% do Sistema Interligado Nacional.

GRÁFICO 2 CAPACIDADE DE AUTOFINANCIAMENTO (RECURSOS SETORIAIS – SERVIÇO DA DÍVIDA/INVESTIMENTOS)



Fonte: Araújo e Oliveira (2005).

3. VIABILIZAÇÃO DA INSERÇÃO DA INICIATIVA PRIVADA: A TRANSIÇÃO INCOMPLETA

O SEB chegou à última década do século XX sobrecarregado de dívidas financeiras e passivos cruzados setoriais acumulados nos balanços das concessionárias desde meados dos anos 1970. O Gráfico 3 evidencia, por meio do indicador dívida líquida/EBITDA, a situação drástica de incapacidade de pagamento das dívidas em 1993.

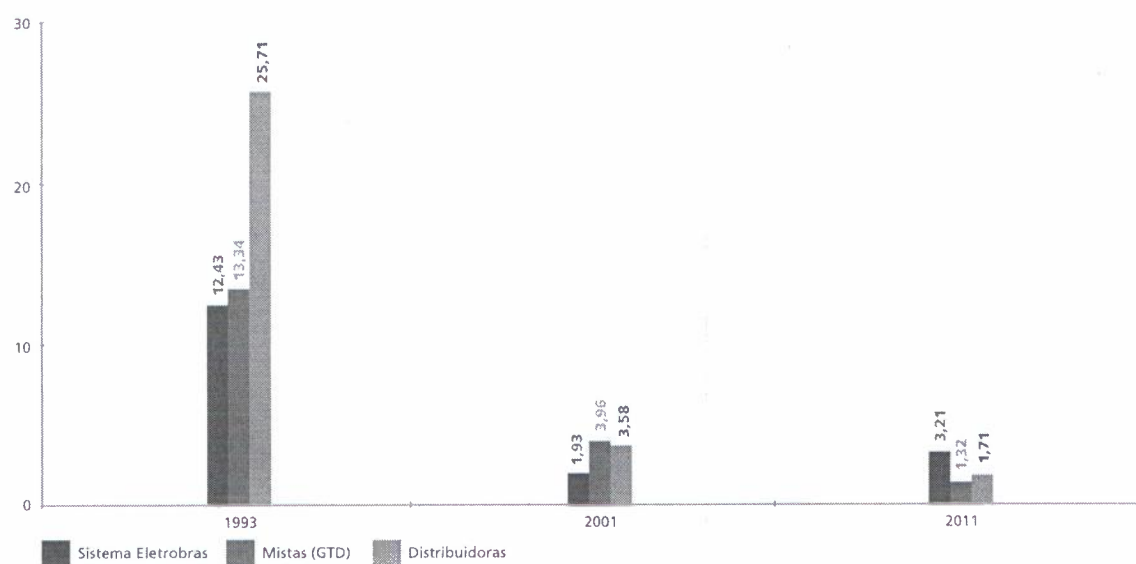
Para ilustrar essa conjuntura adversa, basta dizer que a geração de caixa operacional anual das principais distribuidoras¹¹ seria suficiente para pagar suas dívidas líquidas apenas após 25 anos. Usualmente, o mercado considera como limite de solidez financeira que uma empresa tenha dívida líquida a ser paga por sua geração

¹¹ Empresas listadas em bolsa na época: Light, Escelsa, Eletropaulo, CPFL, Coelce, Coelba, Cerj, Celpe, Celg e Celesc.

de caixa operacional (representada pelo EBITDA) em até 2,5 anos. Isto é, as empresas estavam endividadas em até dez vezes o que seria recomendável.

Em 1995, as dívidas financeiras totalizavam cerca de US\$ 25 bilhões, os direitos a receber das concessionárias oriundos da CRC, outros US\$ 25 bilhões, e a Eletrobras detinha créditos a receber oriundos da comercialização de energia com distribuidoras de US\$ 5 bilhões [Ferreira (1999)].

GRÁFICO 3 ENDIVIDAMENTO SETORIAL (DÍVIDA LÍQUIDA/EBITDA)



Fonte: Elaboração própria, com base em Cadernos de Infraestrutura do BNDES (1996), Brito (2003), balanços das empresas e CVM.

Nota: O Sistema Eletrobras, neste gráfico, é composto apenas de suas quatro subsidiárias (Eletronorte, Chesf, Furnas e Eletrosul), sem Itaipu e as contas financeiras setoriais. As empresas mistas variam conforme o ano, pois foram incorporadas mudanças estruturais ao longo do tempo, como Neoenergia e CPFL, que começaram com distribuição e passaram a atuar em geração.

Além da vulnerabilidade financeira, a Constituição de 1988 provocou alguns reveses para o setor [Gomes et al. (2002) e Ferreira (1999)]:

- extinguiu o IUEE, que chegou a representar 8% das fontes de recursos do setor;
- elevou de 6% para 40% a alíquota do Imposto de Renda (IR) das empresas de energia elétrica; e
- possibilitou a cobrança de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre o suprimento de energia elétrica.

Essas medidas fizeram com que parte da renda obtida pelas concessionárias de energia, que poderia ser reinvestida, fosse apropriada pela União, por meio do IR, e pelos estados, por meio do ICMS.

Com efeito, o SEB necessitava de readequação de suas finanças para, em seguida, ser reestruturado. Em outras palavras, os passivos setoriais deveriam ser expurgados a fim de viabilizar a inserção da iniciativa privada.

Após debates sobre como superar a crise e garantir a retomada dos investimentos e da eficiência do setor, foi aprovada em março de 1993 a Lei 8.631, que estabeleceu profundas modificações nas regras de funcionamento do SEB [Gomes *et al.* (2002) e Ferreira (1999)]. Em síntese, a lei promoveu:

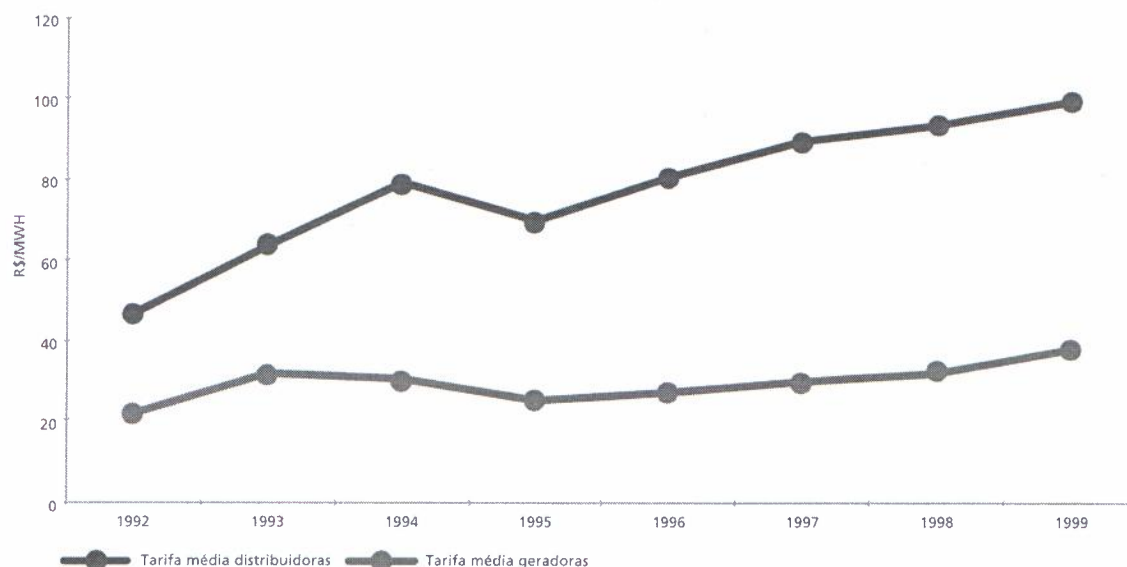
- o fim da regra de equalização tarifária, o que acabou com acúmulos de passivos na conta CRC;
- a extinção da remuneração garantida das concessionárias, o que abriu espaço para outras formas de regulação tarifária;
- o encontro de contas entre concessionárias e União: os direitos a receber das distribuidoras, acumulados na conta CRC, foram empregados para quitar dívidas com a Eletrobras referentes ao pagamento de suprimento de energia, à aquisição de combustíveis, à RGR e à Rencor;
- o uso da CRC para pagamento de impostos federais (cerca de US\$ 20 bilhões dessa conta foram usados dessa forma);
- a recomposição tarifária: apenas em 1993, da edição da lei (março) até dezembro, a tarifa média de fornecimento das distribuidoras foi reajustada de 37,6 R\$/MWh para 60,0 R\$/MWh. Essa medida significou a retomada da política de realismo tarifário, depois mantida no regime tarifário das concessionárias (ver Gráfico 4).

O advento do Plano Real, em 1994, foi fundamental para dar estabilidade macroeconômica, recuperando a capacidade dos agentes econômicos de vislumbrar negócios de longo prazo. A estabilidade dos preços deu efetividade ao processo de recomposição tarifária.

Depois de iniciada a recomposição tarifária e o equilíbrio de contas, foi promulgada a Lei Geral de Concessões 8.987, em 1995. Essa lei trouxe especificações ao que

já previa, de forma genérica, a Constituição de 1988. Entre suas principais mudanças, ressaltam-se a exigência de licitações para distribuição de novas concessões e o reconhecimento do direito ao equilíbrio econômico-financeiro, com especificidades, conforme segmento.¹²

GRÁFICO 4 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO



Fonte: Informe Infraestrutura BNDES 53 (2000).

A Lei 9.074, também promulgada em 1995, complementou a Lei Geral de Concessões, com as seguintes regulamentações:

- definição de regra de transição para concessões antigas, inclusive para aquelas ainda em fase não operacional (investimentos paralisados ou atrasados), especificando direitos e prazos;
- definição dos prazos e direitos para concessões novas;
- especificação das atividades que não são concessões;¹³

¹² O segmento de distribuição, por ser uma atividade de monopólio natural, com tarifas reguladas, tem direitos de equilíbrio econômico-financeiro mais fortes do que aqueles concedidos para geração. Geração, por ser um segmento em que se buscava introduzir a competição, está sujeito aos riscos de mercado, e seus preços e sua rentabilidade são condicionados pelo mercado.

¹³ Os segmentos de monopólio natural (transmissão e distribuição de energia) e geração hidrelétrica de grande porte (acima de 30 MW) foram mantidos como concessões. Os demais se tornaram autorizações e, em casos específicos, permissões.

- separação contábil dos ativos, por meio da segregação dos custos das tarifas por segmento do setor elétrico (geração, transmissão e distribuição), a fim de separar os segmentos de monopólio natural (transmissão e distribuição) e permitir o livre acesso ao uso pelos segmentos competitivos (geração e consumidores livres, ou agentes comercializadores que o representem);
- estabelecimento das regras gerais para privatização dos ativos; e
- criação do embrião do mercado livre de energia, ao definir a figura do produtor independente de energia, que poderia vender energia diretamente ao consumidor livre (inicialmente definido com carga acima de 10 MW).

Esses foram, e são até hoje, os pilares da nova institucionalidade do setor elétrico brasileiro. No entanto, para a introdução da competição nos segmentos desregulamentados (geração de energia e um novo segmento, denominado comercialização de energia), há necessidade de conformação de normativos e instituições específicas, que foram sendo criados na segunda metade da década de 1990. O Quadro 2 exhibe uma síntese da cronologia de implantação dessa nova organização institucional do SEB.

Contudo, por causa da vulnerabilidade financeira das empresas do SEB para sustentar os investimentos requeridos, sobretudo após o Plano Real, quando o crescimento do consumo de energia voltou a crescer a taxas expressivas, a necessidade da introdução da iniciativa privada tornou-se premente. Aliado a esse fato, está a própria necessidade da União e dos estados de recuperar suas contas públicas. Nesse sentido, os ativos do SEB nas mãos da administração pública passaram a ser vistos como fontes de recursos para sua recuperação financeira, e não mais como fontes de despesas.

Nesse âmbito, o processo de privatização iniciou-se em 1995, com a venda da distribuidora do Espírito Santo, Escelsa, de forma desarticulada com a transformação institucional setorial.

A privatização do setor começou com os ativos em poder da União, que foram incluídos no Programa Nacional de Desestatização (PND).¹⁴ Coube ao BNDES a res-

¹⁴ O PND foi criado pela MP 155/90 (convertida na Lei 8.031/90) e, após inúmeras MPs, foi consolidado pela Lei 9.491/97. No que toca aos ativos federais, as empresas Light e Escelsa foram incluídas no PND em 1992 e o Sistema Eletrobras, em 1995.

ponsabilidade por sua gestão. Depois, os estados aderiam à iniciativa ao instituírem programas de reestruturação e ajuste fiscal, em convênio com a União, regidos pela Lei 9.496/97 (conversão da MP 1.560/1996), que, por sua vez estabeleceu critérios de assunção e renegociação de dívidas entre estados e a União. No âmbito dessa lei, durante os anos de 1996 e 1998 vários estados transferiram para a União suas dívidas, cujas amortizações deveriam ser realizadas por meio das receitas de privatizações [Velasco Jr. (2010)].

QUADRO 2 CRONOLOGIA DA TRANSFORMAÇÃO INSTITUCIONAL

1996	Instituição, pela Lei 9.427/96, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), responsável pela supervisão setorial. Regulamentação específica das atividades de autoprodução de energia e do produtor independente de energia (por meio do Decreto 2.003/96).
1997	Constituição da Aneel e de seu regimento interno (Decreto 2.335/97). Definição da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (Lei 9.433/97). Criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Lei 9.478/97.
1998	Criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pela Lei 9.648/98.
2000	Instituição, pela Lei 9.984/2000, da Agência Nacional de Água (ANA), entidade federal responsável pela implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Fonte: Elaboração própria, com base em dados dos normativos citados.

Com efeito, no âmbito do PND e do Programa de Reestruturação e Ajuste Fiscal de cada estado, o BNDES atuou como financiador nas seguintes modalidades:

- adiantamento de recursos aos estados da federação, que entre 1996 e 1998 representaram apoio de R\$ 898,4 milhões, valor que deveria ser pago com as receitas das privatizações; e
- financiamento aos adquirentes nos leilões de privatização, que totalizam um apoio financeiro de R\$ 5,7 bilhões, a serem pagos pelos acionistas das concessionárias privatizadas ou pelos funcionários das estatais que participaram do leilão de privatização.

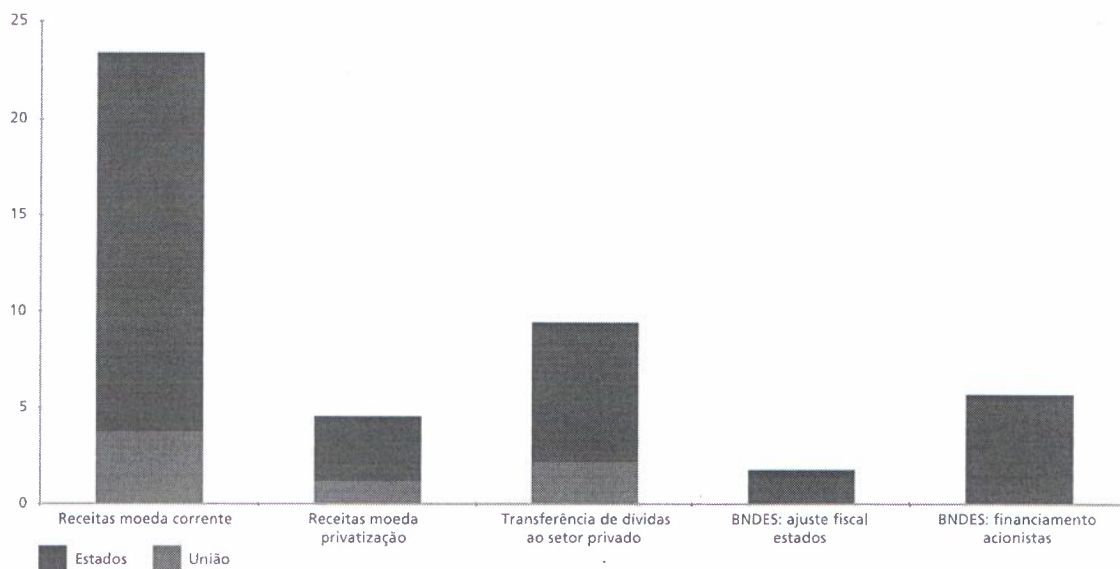
Com as privatizações, União e estados auferiram R\$ 3,8 bilhões e R\$ 19,6 bilhões, respectivamente, que contribuiriam para suas políticas de ajuste fiscal, já deduzidas as chamadas moedas de privatização aceitas à época.¹⁵

¹⁵ Dívidas securitizadas do Tesouro Nacional e Certificados de Privatização, emitidos no mercado financeiro, foram usados como meio de pagamento [Velasco Jr. (2010)].

Além disso, as privatizações contribuíram para a queda do endividamento público, pois os passivos das empresas deixaram de ser contabilizados nos déficits públicos estaduais e federal. Assim, União e estados transferiram dívidas para o setor privado de R\$ 2,2 bilhões e R\$ 7,3 bilhões, respectivamente.

O Gráfico 5 sintetiza o resultado das privatizações do SEB. O Apêndice 2 expõe quais foram as principais concessões objeto de leilão de venda de controle e participação minoritária.

GRÁFICO 5 RESULTADO DAS PRIVATIZAÇÕES 1995-2000 (R\$ BILHÕES CORRENTES)*



Fonte: BNDES.

*Os valores monetários expostos neste artigo são apresentados em reais correntes por causa da heterogeneidade dos diversos índices de preços que deveriam ser utilizados conforme segmento de mercado e natureza de gasto para a supressão da inflação intrínseca de cada um. Índices de preço gerais, como IGP ou IPCA, não são ideais porque têm comportamentos diferentes e, em alguns momentos, opostos à inflação percebida por segmentos do setor.

Foi a partir das privatizações que o BNDES cresceu em importância como financiador do setor elétrico brasileiro. Cabe ressaltar que nesse primeiro momento o crescimento absoluto dos créditos concedidos pelo BNDES não ocorreu em detrimento do papel financeiro da Elétronbras.

A intenção era de que a *holding* atuasse também como financiadora setorial, embora as subsidiárias do Sistema Eletrobras estivessem incluídas no PND e embora

houvesse transferência de funções setoriais da *holding* do grupo para novas entidades, a exemplo da criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico e do fim do planejamento centralizado da expansão, que seria direcionado pelo mercado (por meio da sinalização de preços).

Não foi por acaso que a Eletrobras permaneceu como gestora de alguns recursos setoriais, como a RGR, e assumiu outras atribuições de fomento financeiro subvencionado. Exemplos complementares dessa atribuição financeira são dois programas, originados na Lei 10.438/2002:

- o Programa de Universalização do Acesso, depois redefinido como Programa Luz Para Todos (Decreto 4.873/2003), com recursos subvencionados da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), instituída pela mesma lei e pela RGR; e
- o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que previa que a Eletrobras garantisse a comercialização da energia de fontes de geração à biomassa, energia eólica e pequenas centrais hidrelétricas. O custeio dessa comercialização foi instituído por meio da conta Proinfa, também administrada pela Eletrobras.

Nesse momento, o BNDES foi parceiro da Eletrobras na promoção do Proinfa, pois estipulou, em março de 2004, condições diferenciadas de apoio financeiro aos investimentos em energia alternativa.

Com efeito, depreende-se que a Eletrobras e o BNDES seriam agentes de fomento à expansão setorial por meio de financiamentos – a Eletrobras se concentraria em recursos subvencionados, enquanto o BNDES se dedicaria ao financiamento de longo prazo a projetos de geração e transmissão de energia, ou a planos de investimento de distribuidoras. Na prática, porém, observou-se que o papel puramente financeiro assumido pela Eletrobras não perdurou muito tempo. O racionamento de energia de 2001 eliminou essa percepção, pois aos poucos o Sistema Eletrobras recuperou seu papel de investidor, embora em outros moldes (detalhado a seguir).



4. SURGIMENTO E CONSEQUÊNCIAS DO RACIONAMENTO DE ENERGIA: SANEAMENTO FINANCEIRO E MUDANÇAS INSTITUCIONAIS

O SEB iniciou o século XXI com a necessidade de imposição à sociedade de uma economia de energia de 20%. Obviamente, o diagnóstico desse fato é a falta de investimentos na expansão setorial, sobretudo no que toca ao parque gerador e ao sistema de transmissão nacional.

As reformas dos anos 1990 não foram capazes de suprir, por meio da inserção da iniciativa privada, a lacuna deixada pelas estatais no processo de condução dos investimentos.

Assim, cabe explicitar quais foram as principais causas do modesto nível de investimentos. Após duas décadas de reformas em setores de infraestrutura ocorridas no Brasil e no mundo, pode-se observar que o êxito das reformas depende estritamente de um processo de transformação de organização industrial que siga os seguintes passos [Pinto Jr. *et al.* (2007)]:

1. definição da nova estrutura de mercado, com a separação contábil de ativos e limites de integração vertical;
2. definição do novo arcabouço regulatório;
3. criação e operacionalização dos entes responsáveis pela regulação setorial; e
4. reformas patrimoniais, por meio de privatizações de estatais.

Pelo exposto na seção anterior, percebe-se que o Brasil adotou sequência inversa em seu processo inicial de reformas. As privatizações do SEB começaram em 1995 e atingiram seu auge em 1997 e 1998. A transformação institucional (ver Quadro 2), porém, foi iniciada em 1996, a criação das principais instituições foi concluída em 2000 e apenas em 2004 foi delineado o arcabouço regulatório vigente hoje.

É importante destacar que não foi apenas a sequência inversa de reformas que inibiu os investimentos setoriais. Outro fator agravante foi a desarticulação do processo de reformas, que abriu lacunas institucionais.

Uma lacuna institucional relevante foi a paralisia das empresas estatais durante o processo de privatização. Caso exemplar disso foi a situação do Sistema Eletrobras, que foi incluído no PND em 1995 e retirado uma década depois (em 2004). Entre as empresas do grupo, apenas a divisão de geração da Eletrosul (Gerasul, hoje pertencente ao grupo GDF Suez) foi privatizada em 1998. As demais divisões da Eletrobras ficaram em compasso de espera para serem vendidas, enquanto a *holding* exercia apenas seu papel financeiro.

Contribuiu para essa paralisia estatal a vulnerabilidade financeira de seus balanços, que se recuperaram ao longo dos anos 1990, por conta do reposicionamento tarifário, que elevou receitas, e do contingenciamento do setor público, que inibiu a contração de dívidas pelas estatais. O contingenciamento das estatais se deu no âmbito do controle do déficit público, pois as estatais contribuíam para o atingimento das metas de redução do déficit, de forma direta, ao distribuírem lucros, e de forma indireta, quando incorporadas no cálculo global das contas públicas.¹⁶

A paralisia dos investimentos da Eletrobras e das demais estatais não foi superada rapidamente pela iniciativa privada, pois havia a expectativa de compra dos ativos existentes, em vez de investimento em novos, de maior risco associado ao processo de implantação.

Em relação aos riscos associados a investimentos em novos ativos, é importante ressaltar que no Brasil, no que toca especificamente à principal fonte de energia (hidreletricidade), vários leilões de novas outorgas de concessão ocorreram, porém sem êxito no que se refere à implantação de quase sua totalidade.

Esse fato advém da desarticulação entre os marcos institucionais do setor elétrico e os marcos socioambientais associados ao licenciamento dos empreendimentos. Usinas hidrelétricas foram licitadas sem ao menos terem licenciamento prévio, o que inviabilizou sua execução.

¹⁶ O controle dos gastos das estatais culminou com a emissão da Resolução 2.827, de 30 de março de 2001, do Conselho Monetário Nacional, que limitou o Sistema Financeiro Nacional a conceder empréstimos a empresas estatais. Após o racionamento, essa limitação sofreu progressiva flexibilização. No que toca ao SEB, as flexibilizações foram vinculadas diretamente à realização de investimentos para a expansão de acordo com o planejamento setorial.



4. SURGIMENTO E CONSEQUÊNCIAS DO RACIONAMENTO DE ENERGIA: SANEAMENTO FINANCEIRO E MUDANÇAS INSTITUCIONAIS

O SEB iniciou o século XXI com a necessidade de imposição à sociedade de uma economia de energia de 20%. Obviamente, o diagnóstico desse fato é a falta de investimentos na expansão setorial, sobretudo no que toca ao parque gerador e ao sistema de transmissão nacional.

As reformas dos anos 1990 não foram capazes de suprir, por meio da inserção da iniciativa privada, a lacuna deixada pelas estatais no processo de condução dos investimentos.

Assim, cabe explicitar quais foram as principais causas do modesto nível de investimentos. Após duas décadas de reformas em setores de infraestrutura ocorridas no Brasil e no mundo, pode-se observar que o êxito das reformas depende estritamente de um processo de transformação de organização industrial que siga os seguintes passos [Pinto Jr. *et al.* (2007)]:

1. definição da nova estrutura de mercado, com a separação contábil de ativos e limites de integração vertical;
2. definição do novo arcabouço regulatório;
3. criação e operacionalização dos entes responsáveis pela regulação setorial; e
4. reformas patrimoniais, por meio de privatizações de estatais.

Pelo exposto na seção anterior, percebe-se que o Brasil adotou sequência inversa em seu processo inicial de reformas. As privatizações do SEB começaram em 1995 e atingiram seu auge em 1997 e 1998. A transformação institucional (ver Quadro 2), porém, foi iniciada em 1996, a criação das principais instituições foi concluída em 2000 e apenas em 2004 foi delineado o arcabouço regulatório vigente hoje.

É importante destacar que não foi apenas a sequência inversa de reformas que inibiu os investimentos setoriais. Outro fator agravante foi a desarticulação do processo de reformas, que abriu lacunas institucionais.

Explicitadas as causas do racionamento, devem ser expostas suas consequências. De imediato, destaca-se que, além do evidente efeito adverso sobre a sociedade brasileira, no que toca ao setor, três foram os grupos de agentes que sofreram os maiores reveses: distribuidoras, geradoras de energia e consumidores.

Distribuidoras e geradoras se depararam abruptamente com posições de sobrecontratação, implicando ônus financeiro, enquanto os consumidores viveram o desconforto da redução compulsória do consumo e a posterior elevação tarifária.

No que se refere às distribuidoras, o impacto imediato foi a perda de 20% de seu faturamento, em função da imposição de redução de consumo. Como esse fato foi consequência de imposição do Estado e as concessões de distribuição têm direito de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, cabia ao regulador realizar recomposição tarifária extraordinária (RTE).

Quanto às geradoras, mais especificamente para as hidrelétricas, a consequência do racionamento foi a perda de disponibilidade de recursos hídricos em seus reservatórios para que honrassem seus contratos de suprimento de energia aos consumidores e distribuidoras. Isso ocorreu porque as hidrelétricas foram sistematicamente acionadas para o atendimento do mercado, já que havia a presunção de que o cenário de expansão do parque gerador seria efetivamente realizado.¹⁷

Como os investimentos efetivados na expansão do parque gerador não foram realizados na proporção requerida, o deplecionamento dos reservatórios das hidrelétricas foi inevitável.

Nesse momento, o preço da energia no mercado de curto prazo (MAE), fortemente dependente do volume de água dos reservatórios, atingiu seu teto (684 R\$/MWh, na época especificado como o custo de déficit de energia). Várias concessões hidrelétricas, sobretudo as empresas do Sistema Eletrobras, ficaram expostas aos preços

¹⁷ O SEB tem uma especificidade que é a operacionalização das usinas comandada pelo operador nacional do sistema (ONS), diferentemente dos demais países cuja operacionalização é decidida por meio da efetiva comercialização da energia realizada pelo gerador. Em poucas palavras, no mundo, em geral, a dinâmica de mercado e a decisão dos agentes determinam a geração das usinas, enquanto no Brasil, por causa da necessidade de otimização intertemporal dos recursos hídricos e das fontes complementares, é o operador do sistema que determina a geração das usinas. Como a decisão de geração envolve um processo de escolha intertemporal, a otimização é realizada por meio de modelagem computacional que leva em conta cenários de expansão de oferta e de demanda por eletricidade.

máximos do mercado atacadista de energia, pois, para honrar seus contratos, tinham de comprar energia (mais cara) no MAE oriunda de termelétricas.¹⁸

No que toca aos consumidores, o impacto evidente foi a elevação tarifária que ocorreria por conta da RTE das distribuidoras. Para agravar o quadro, nos anos de 2002 e 2003 o Brasil passou por um processo de desvalorização cambial que repercutiu na estrutura de custos das empresas¹⁹ e, consequentemente, nas tarifas finais.

Para minimizar os efeitos adversos do racionamento sobre distribuidoras, geradoras e consumidores, foi instituído o Acordo Geral do Setor Elétrico (MP 14/01, convertida na Lei 10.438/02, a mesma que instituiu o Proinfa). O acordo estabeleceu o seguinte:

- redução da sobrecontratação de energia, a fim de minimizar ônus financeiro na proporção da redução do consumo (20%);
- renúncia por parte das empresas a qualquer pretensão direito oriundo das medidas do racionamento;
- recomposição tarifária extraordinária (RTE),²⁰ a fim de cobrir as perdas financeiras por conta da redução de receitas das distribuidoras e a aquisição de energia mais cara no mercado de curto prazo (MAE); e
- constituição de programas de financiamento do BNDES, em caráter emergencial e excepcional, de até 90% das perdas e custos oriundos do racionamento.

Os programas emergenciais de financiamento do BNDES (Gráfico 6) possibilitaram a diluição no tempo dos efeitos do racionamento, evitando a quebra de empresas e a elevação ainda maior das tarifas.

Para as distribuidoras, o BNDES estruturou dois programas emergenciais. O primeiro foi logo após o racionamento e objetivou a compensação pela perda das receitas previamente à RTE. Esse programa foi denominado Programa Emergencial RTE, que totalizou os maiores desembolsos entre os três programas estruturados (R\$ 5,4 bilhões).

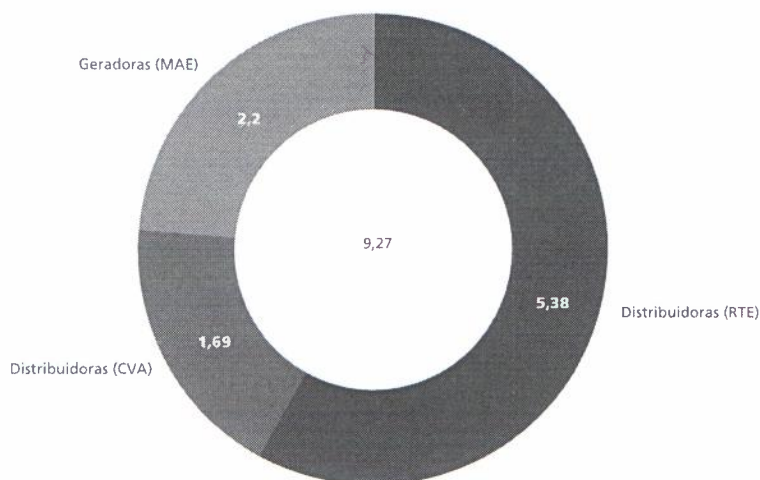
¹⁸ As despesas com aquisição de energia no MAE explodiram e as geradoras hidrelétricas não poderiam honrar seus compromissos no mercado de curto prazo.

¹⁹ O indexador principal dos contratos das empresas era o IGP-M, muito dependente da variação cambial. Adicionalmente, é importante destacar que a energia comprada de Itaipu e das usinas nucleares de Angra I e II é paga em dólares.

²⁰ Os reajustes estabelecidos foram de 2,9% para consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e de 7,9% para consumidores industriais e comerciais, entre outros.

O segundo programa emergencial para as distribuidoras objetivou compensá-las pela variação dos chamados custos não controláveis, denominados de Parcela A.

GRÁFICO 6 PROGRAMAS EMERGENCIAIS DO BNDES (R\$ BILHÕES CORRENTES)*



Fonte: BNDES.

* Liberações totais de recursos agregadas até 30 de dezembro de 2004 para distribuidoras e até 30 de novembro de 2005 para geradoras. As datas diferem em cerca de um ano, pois os programas tiveram prazos de utilização distintos e foram utilizados conforme a realização dos contratos de financiamento.

Como o regime tarifário das distribuidoras prevê reajustes em periodicidade anual, com repasse integral dos custos não controláveis, as empresas, no curto prazo, ficam sujeitas a elevações do custo de aquisição da energia das geradoras. No raciocínio, o descasamento entre os reajustes anuais e as variações da Parcela A poderia comprometer a liquidez das empresas, por causa da magnitude e da elevação brusca do preço da energia das geradoras no mercado de curto prazo (MAE).

Para agravar o quadro, a conjuntura macroeconômica era de forte desvalorização cambial, que implicou aumento de custos de energia oriundos dos suprimentos de Itaipu e das usinas nucleares de Angra I e II, contratados em dólar.

Assim, para resolver mais esse revés no setor, foi criada uma conta gráfica para registro das variações dos custos da Parcela A, denominada Conta de Compensação de Variação dos Itens da Parcela A (CVA). Essa conta acumulava os descasamentos de custos ainda não repassados às tarifas.

A fim de diluir o impacto tarifário, foi criado o Programa Emergencial CVA, que antecipou recursos para as distribuidoras e, em certa medida, as compensou pelo descasamento entre os reajustes tarifários, ocorridos anualmente, acumulados na conta CVA.

Estima-se que, por meio do Programa Emergencial CVA, se evitou uma elevação tarifária média, para o conjunto das distribuidoras, de oito pontos percentuais [Siffert et al. (2005)].

Para as geradoras, o BNDES estruturou apoio emergencial, aqui intitulado Programa Emergencial MAE, que objetivou cobrir a insuficiência de recursos das empresas para a aquisição de energia no mercado de curto prazo (MAE), a fim de cumprir seus compromissos contratuais de suprimento às distribuidoras, haja vista a perda de lastro físico com o deplecionamento dos reservatórios.

Em resumo, o apoio financeiro do BNDES foi fundamental para: (i) preservar a solvência das empresas do setor e, conseqüentemente, sua capacidade de investimentos; e (ii) conter a elevação tarifária extraordinária.

Uma vez promovidos os ajustes pós-acionamento, deu-se prosseguimento às transformações institucionais e regulatórias do SEB, a fim de equacionar a causa do problema, qual seja, a ineficiência do arcabouço institucional vigente para a promoção dos investimentos setoriais.

5. REFORMAS DE 2004: A CONCLUSÃO DO MARCO REGULATÓRIO E A CONSOLIDAÇÃO DO PAPEL DO BNDES

O racionamento de energia, ocorrido entre os anos de 2001 e 2002, além de suas implicações imediatas já detalhadas, impôs à sociedade readequação nos padrões de consumo, que foram incorporados, em grande medida, após o fim da redução compulsória. Com isso, o SEB passou de um contexto de déficit de oferta para outro de sobreoferta, que concedeu tempo para os formuladores de política elaborarem proposições de reforma no arcabouço institucional vigente.

Assim, em 2004, por meio das leis 10.847 e 10.848 e do Decreto 5.163, foi instituído o novo marco regulatório do SEB. Nele, as modificações mais relevantes foram as seguintes:

- retirada do Sistema Eletrobras do PND;
- sucessão do Mercado Atacadista de Energia (MAE), que foi liquidado, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- retomada do planejamento da expansão, com a criação de uma empresa estatal, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME);
- criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);²¹ e
- modificação do mercado relevante para o setor elétrico brasileiro.

Em relação ao mercado atacadista, o novo marco regulatório segmentou-o em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O foco das mudanças do marco regulatório em 2004 foi orientado para o ACR. Nele, buscou-se conciliar dois objetivos de interesse público: promoção da modicidade tarifária e estímulo aos investimentos para a preservação da garantia de suprimento ao mercado cativo. Para tanto, no âmbito do ACR, houve modificações significativas do lado da oferta e do lado da demanda.

Do lado da demanda, as distribuidoras, que fornecem energia aos chamados consumidores cativos, foram obrigadas a centralizar a contratação da energia em um *pool*. Antes, as distribuidoras eram livres para realizar contratos bilaterais, de forma autônoma e sem a imposição de regras sobre prazos e preços da energia contratada.

Do lado da oferta, as principais modificações atingiram os novos empreendimentos, sobretudo hidrelétricas, em função da orientação de promoção de investimentos com modicidade tarifária. São elas:

- em vez de serem realizados pela maior oferta de pagamento do uso do bem público (UBP), os leilões de concessão de hidrelétricas passaram a ser

²¹ Entidade técnica de avaliação e recomendação de políticas setoriais ao CNPE. Sua função básica é o acompanhamento setorial com foco na preservação da garantia de suprimento e na minimização de risco de déficit.

executados no esquema de leilão reverso (holandês), no qual obtém a concessão o empreendedor que oferece a menor tarifa de eletricidade a ser contratada por um período de trinta anos por todas as distribuidoras integrantes do *pool*;²² e

- as usinas somente seriam licitadas após a obtenção da licença prévia ambiental pelo órgão competente.

Essa última modificação foi fundamental para a retomada dos investimentos em geração hidrelétrica, pois obriga que um empreendimento hidrelétrico seja comercializado apenas após a superação de boa parte dos ritos do marco regulatório socioambiental.

Para entender esse fato, deve-se ilustrar quais são os principais ritos associados à avaliação, à mitigação e à compensação de impactos socioambientais ocasionados pelos projetos. São eles:

1. realização do estudo de impacto socioambiental (EIA/Rima), integrado à avaliação econômico-financeira do projeto e à definição dos projetos básico e executivo do empreendimento;
2. obtenção do licenciamento prévio, com as principais medidas condicionantes a fim de preparar o entorno do projeto para sua posterior implantação;
3. obtenção da licença de instalação do empreendimento, que detalhará um conjunto de medidas de compensação e mitigação de impactos a serem cumpridas pelo empreendedor; e
4. obtenção da licença de operação, concedida após o cumprimento dos condicionantes da licença de instalação.

Como consequência dessas modificações, os projetos de geração passaram a ser incorporados no planejamento da expansão em conformidade com a previsão de superação dos marcos socioambientais.

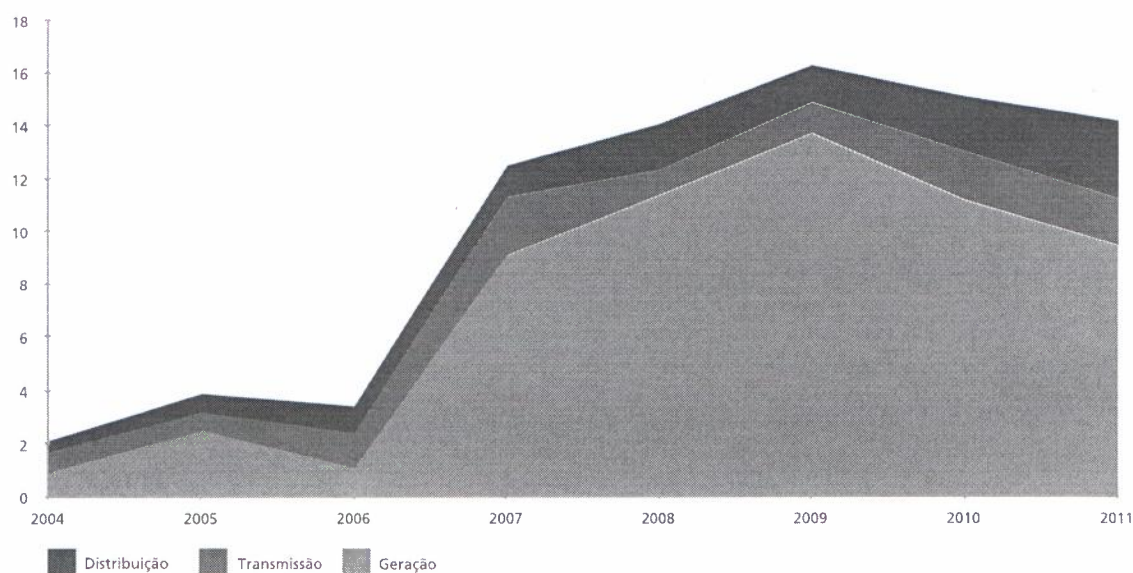
Além disso, deve-se destacar a retomada da participação das estatais na expansão setorial. As empresas estatais, sobretudo o Sistema Eletrobras, vivenciaram

²² Para as demais formas de geração (térmica, eólica, PCH, entre outras), diferentemente das hidrelétricas, não há disputa pelo projeto, mas sim apenas pela comercialização da energia no ACR. O empreendedor deve estruturar seu próprio projeto, obter a licença prévia e a autorização da Aneel para depois disputar a comercialização da energia no ACR.

descontingenciamento crescente, na medida da necessidade verificada pelo planejamento da expansão do SEB.²³

Com efeito, os investimentos do SEB recrudesceram e o papel do BNDES como financiador da expansão acompanhou tal ritmo de aceleração, conforme evidenciado pelo Gráfico 7.

GRÁFICO 7 FINANCIAMENTO DO BNDES PARA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO (APROVAÇÕES DE CRÉDITO EM R\$ BILHÕES CORRENTES)



Fonte: BNDES.

Nota: Consolidação até 31.12.2011.

Para o BNDES, as modificações no marco regulatório foram fundamentais para a mitigação de riscos associados a projetos estruturados na modalidade *project finance*. Essa modalidade de financiamento consiste na definição de apoio financeiro com base em uma estrutura contratual que permita:

- segregação do fluxo de caixa e ativos em veículo específico (SPE); e
- especificação de riscos e arranjos contratuais que o mitiguem.

²³ Diversas resoluções do Conselho Monetário Nacional criaram exceções para o contingenciamento da contratação de dívidas das estatais no Sistema Financeiro Nacional de acordo com os projetos e planos de expansão para os segmentos de geração e transmissão definidos pelo MME/EPE.

O Quadro 3 ilustra como é feita a especificação dos riscos e os arranjos contratuais necessários para sua mitigação. Com base nisso, destaca-se como a conclusão das reformas do SEB contribuiu para a aceleração dos investimentos e dos financiamentos do BNDES.

QUADRO 3 TIPOLOGIA DE RISCO EM *PROJECT FINANCE*

Tipos de riscos	Fatos associados
SUPRIMENTO	Segurança no suprimento (preço e quantidade) de combustíveis, equipamentos etc.
DEMANDA	Estabilidade do fluxo de caixa e riscos de inadimplemento (no jargão financeiro, risco de mercado e risco de crédito)
OPERACIONAL	Gerenciamento financeiro Desempenho técnico
IMPLANTAÇÃO	Concepção da engenharia dos projetos Definição da repartição de riscos no contrato EPC (entre construtor, empresa e seguradoras)
CUSTOS FINANCEIROS	Descasamentos associados a (ou entre) taxa de câmbio, indexadores de inflação, taxas de juros (TJLP) etc.
INSTITUCIONAL	Estabilidade do marco regulatório Fatos do príncipe Recorrência de litígios etc.
SOCIAL	Impactos negativos da mobilização de mão de obra Relacionamento com órgãos de classe Trato com entidades e representações locais, povos indígenas etc.
NATUREZA	Geologia, hidrologia, impactos em áreas de preservação etc.
PATROCINADORES	Compromissos dos acionistas Nível de segregação da sociedade de propósito específico (SPE)

Fonte: Elaboração própria.

Dentro do mapa de riscos exposto para os novos empreendimentos de geração de energia no ACR, as inovações, destacadas por Siffert *et al.* (2005), foram as seguintes:

1. **Exposição ao risco de mercado:** Os projetos teriam garantia de fluxo de caixa ao assinar contratos de compra e venda de energia (CCVEs) de longo prazo, com o conjunto das distribuidoras do *pool*, sem sujeitar-se a variações de mercado. Essa modificação aproxima o segmento de geração do de transmissão, que já tinha receita fixa e garantida por contratos de concessão, repartida por todos os usuários do sistema interligado por meio da cobrança dos encargos de transmissão.
2. **Exposição ao risco de crédito:** No ACR, os projetos de geração não se sujeitam ao risco de uma única distribuidora, mas sim ao *pool* de distribuidoras que declaram necessidade de energia para contratação futura. Ou seja, a origem dos pagamentos é pulverizada pelo conjunto das distribuidoras, o que minimiza o risco de inadimplemento. Adicionalmente, no âmbito da CCEE (responsável le-

gal pela liquidação financeira dos CCVEs), há, além das penalidades contratuais usualmente empregadas, um conjunto de garantias, depositadas pelas distribuidoras em banco custodiante contratado por estas, que podem ser utilizadas e são acionadas na ocorrência de inadimplemento.

3. **Exposição aos riscos institucionais:** Licitação de empreendimentos somente após a concessão da licença prévia por órgão ambiental competente. Com isso, boa parte do risco de insucesso no licenciamento é transferido dos empreendedores para o poder concedente, que se tornou o responsável por apresentar somente projetos a serem leiloados com viabilidade socioambiental. Ao empreendedor, permanece o risco de insucesso nas fases de licenciamento de instalação e operação da usina, que é bem inferior ao risco de licenciamento prévio.

À primeira vista, dada a complexidade do mapa de risco que envolve os projetos de geração de eletricidade, as mudanças institucionais foram poucas. Seu impacto, porém, foi fundamental, pois equacionaram os principais riscos ainda pouco mitigados pelo marco regulatório pré-2004. O grande exemplo do efeito da mitigação dos riscos é a retomada por parte dos empreendedores de várias usinas hidrelétricas licitadas antes de 2004 pelo critério de maior pagamento pelo uso do bem público (UBP).²⁴

A menor percepção de risco também possibilitou que o BNDES contribuísse com a expansão dos investimentos ao modificar, desde 2004, suas linhas de crédito para o SEB de modo a reduzir os custos financeiros (inclusive o gradiente de taxas de risco), bem como alongar prazos, conforme pode ser visto na Tabela 1, para o segmento de geração hidrelétrica.

É importante ressaltar que o BNDES não se limitou aos empreendimentos hidrelétricos, mas também aprimorou sua política de apoio a PCHs, usinas eólicas e térmicas biocombustíveis (um sinal claro de fomento à energia renovável), para promover os investimentos com a menor tarifa possível.

²⁴ Os leilões de concessões de empreendimentos hidrelétricos realizavam-se pelas propostas de pagamento à União pelo UBP. Vencia quem aceitava pagar o maior valor, mecanismo que onerava os projetos e desestimulava a modicidade tarifária.

TABELA 1 EVOLUÇÃO DAS POLÍTICAS OPERACIONAIS DO BNDES

Descrição	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2011	2012
PRAZO DE AMORTIZAÇÃO	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 14 anos	Até 16 anos	Até 16 ou 20 anos	Até 16 ou 20 anos	Até 16 ou 20 anos
CUSTO FINANCEIRO	80% TJLP/ 20% cesta de moedas	80% TJLP/ 20% cesta de moedas	80% TJLP/ 20% IPCA	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP
PARTICIPAÇÃO MÁXIMA DO BNDES (ITENS FINANCIÁVEIS)	70%	70%	80%	80%	85%	80%	70%	70%
ICSD MÍNIMO	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30
REMUNERAÇÃO BÁSICA (A)	2,5%	2,5%	2,5%	1,5%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%
RISCO DE CRÉDITO (B)	1,5%	1,5%	1,5%	0,8% a 1,8%	0,46% a 3,57%	0,46% a 3,57%	0,46% a 3,57%	0,40% a 4,18%
REMUNERAÇÃO TOTAL BNDES (A + B)	4,0%	4,0%	4,0%	2,3% a 3,3%	1,46% a 4,57%	1,36% a 4,47%	1,36% a 4,47%	1,3% a 5,08%

Fonte: Elaboração própria.

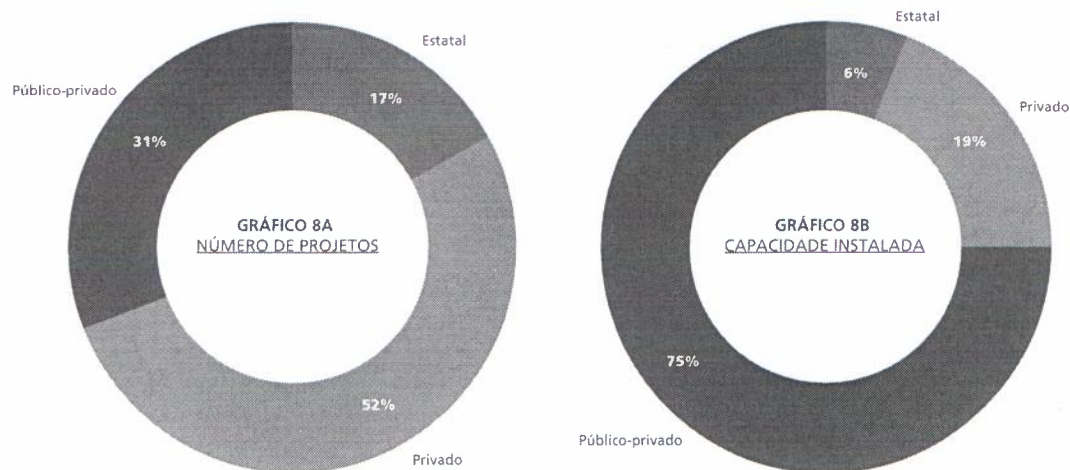
Por fim, em concomitância com a consolidação do papel do BNDES como principal financiador do SEB, verificou-se uma inflexão no que se supunha ser o papel setorial da Eletrobras em relação à trajetória inicialmente concebida no início das reformas. Em vez de se tornar uma financiadora setorial, a empresa, por meio de suas subsidiárias, retomou seu papel de investidora setorial, só que em outros moldes.

Assim, como as demais estatais estaduais (como Cemig e Copel), o Sistema Eletrobras passou a atuar predominantemente como parceiro de empresas privadas em SPEs. Nessas SPEs, o controle é exercido pelos parceiros privados, enquanto as estatais atuam como parceiros estratégicos em função de dois fatores importantes: captação de recursos próprios (*equity* dos acionistas) e conhecimento dos projetos, graças ao *know-how* setorial acumulado.

Para ilustrar o grau de importância da parceria entre empresas estatais e privadas na expansão recente do parque gerador, o Gráfico 8 exibe o percentual relativo de projetos e de capacidade instalada em três situações societárias, com base em operações de projetos do BNDES de usinas hidrelétricas com aprovação de crédito entre 2004 e 2011:²⁵ estatal puro, privado puro e associação público-privado.

²⁵ A usina de Belo Monte não foi incluída nessa estatística, pois seu crédito de longo prazo ainda não está aprovado e seu porte (11.233 MW) distorce a comparação por indicador de capacidade.

GRÁFICO 8 PROJETOS HIDRELÉTRICOS APROVADOS NO BNDES (2004-2011)



Fonte: BNDES.

Nota: Consolidação até 31.12.2011.

A necessidade das estatais de atuar como parceiras e não como competidoras da iniciativa privada advém das limitações legais impostas às empresas públicas, associadas à Lei de Licitações (8.666/93),²⁶ bem como às limitações de endividamento com o Sistema Financeiro Nacional.²⁷

Ressalta-se que, por meio das SPEs, com controle exercido por sócios privados, as empresas estatais são meros acionistas, e, de acordo com a legislação vigente, não há transferência da natureza de empresa pública ao veículo societário do projeto.

6. PERSPECTIVAS SETORIAIS

O SEB percorreu uma trajetória de consolidação institucional e financeira que garantiu significativa estabilidade na promoção dos investimentos setoriais. Entretanto, ainda há desafios para o setor, que devem ser contemplados.

²⁶ Em resumo, essa lei condiciona a aquisição de estatais a processos de licitação, a fim de promover a transparência e os menores custos nos gastos de entidades públicas.

²⁷ Ver nota de rodapé 16.

Esses desafios são de outra natureza. Não chegam a comprometer os investimentos e a garantia de suprimento de eletricidade, mas são importantes no que toca aos aspectos econômicos e à própria dinâmica do mercado elétrico.

O principal desafio para o SEB é a questão do preço da energia. Atualmente, é frequente encontrar diagnósticos de que o Brasil tem um dos mais altos preços de energia elétrica no mundo. Como tratar essa questão é algo não trivial, pois, como no passado, certas alterações do marco regulatório podem comprometer os mecanismos de incentivo aos investimentos.

O passado brasileiro traz lições sobre como políticas de contenção da inflação e de subsídios a indústrias podem desestabilizar financeiramente o setor elétrico. Isso não significa, porém, que não haja espaço de manobra para mudanças tanto no marco regulatório quanto na estrutura de custos e rentabilidade do setor.

É possível enunciar alguns encaminhamentos que podem ser dados a fim de equacionar a questão da elevação das tarifas. Alguns deles são explicados pelas mudanças ocorridas no SEB a partir de sua crise financeira.

Primeiramente, pode-se destacar o crescimento da tributação sobre o setor elétrico, a partir da Constituição de 1988, que permitiu a elevação do Imposto de Renda e a tributação do ICMS no setor. Resolver essa questão é essencial, e a solução política é complexa, pois lida com um dos pilares da federação, que é a repartição de renda entre estados e a União. O ICMS é a principal fonte de recursos de diversos estados, e o setor elétrico (infraestrutura, de modo geral) é uma das principais (senão a maior) fonte desse imposto.

Outra questão importante é a metodologia de revisão tarifária das concessionárias de distribuição. Recentemente, o regulador propôs uma série de modificações de método e modelagem que dão sustentação à definição das tarifas reguladas. No entanto, o que se observou na prática foi um debate entre empresas e regulador sobre a definição do retorno do capital das distribuidoras.

O tema é complexo e não há espaço neste artigo para sua discussão em pormenores. É possível, entretanto, ressaltá-lo como um fato que envolve essencialmente a discussão sobre a repartição de renda entre concessionárias e consumidores. Nessa relação entre agentes, o regulador é o ente que tem por objetivo conciliar

os interesses de ambos a fim de promover tanto a modicidade tarifária quanto o incentivo aos investimentos por meio da manutenção de rentabilidade adequada das empresas.

Tanto o regulador (representando a sociedade) quanto as concessionárias estão certos em defender seus interesses econômicos. O embate frequente entre eles é o caminho natural de conciliação da modicidade tarifária com o incentivo aos investimentos.

Ainda no âmbito da regulação, destaca-se a recente discussão sobre a desindexação do setor elétrico. A indexação dos contratos no ambiente regulado no passado foi um dos pilares para a mitigação de riscos dos investidores. Foram usados como indexadores setoriais o IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas (FGV), e depois o IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Contudo, sabe-se que o IGP-M e o IPCA não são índices que refletem a estrutura de custos do setor. Sua incidência sobre as tarifas de eletricidade retroalimentam esses próprios índices, já que a energia elétrica é um insumo e um bem básico, tanto para os índices de inflação do atacado (como o IGP-M) quanto do varejo (como o IPCA).

É desejável romper com o atual esquema de indexação, que mantém ainda sobre a inflação brasileira um componente inercial de resiliência. Sua solução, no entanto, também não é trivial e dependerá de como será feita a transição para um novo mecanismo, em parte dependente da regulação e em parte dependente da própria dinâmica de mercado.

Em alguns países, a solução foi caminhar para uma liberalização crescente do mercado, na qual o preço da eletricidade é estabelecido puramente pela competição entre agentes.

Outros países optaram por preservar a regulação tarifária sem o uso pleno do mercado. Para tanto, escolheram intensificar o processo de supervisão dos agentes a fim de definir quais são os reais custos setoriais e, com base nisso, estabelecer as variações tarifárias.

No Brasil, discute-se uma opção semelhante a essa última, já adotada pelo setor de telecomunicações, que é a criação de um índice setorial para o reajuste tarifário.

Esse é um caminho que envolverá detalhamento metodológico e intensa negociação com as empresas.

Associada à questão do preço da energia, está a agenda de política industrial. Sabe-se que a recente discussão sobre a renovação de parte das concessões do setor elétrico tem sido destacada como uma forma de atingir a modicidade tarifária, seja para alguns setores eleitos como prioritários, seja para uma agenda de política horizontal. Essa discussão permeou a agenda da recente política industrial elaborada este ano, intitulada Plano Brasil Maior (PBM).

Ainda no que se refere à agenda de política industrial, o SEB apresenta oportunidades de negócios no âmbito de novas fronteiras tecnológicas. São eles o fomento à energia solar e a difusão das redes inteligentes. Ambos os temas reúnem grupos de trabalho no âmbito do PBM e são parte dos focos eleitos como prioritários.

A energia solar acaba de receber um impulso com a recente normatização dos critérios de inserção e comercialização da geração distribuída²⁸ pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). No mercado, já há propostas de empresas com planos de negócios para explorar tanto a comercialização de equipamentos (por exemplo, painéis fotovoltaicos) para os consumidores finais quanto a própria implantação da cadeia produtiva desse segmento.

No que se refere a redes inteligentes, está é uma agenda que une o setor elétrico e o setor de tecnologia da informação e comunicação (TIC). Em poucas palavras, seria a introdução da eletrônica e dos sistemas de comunicação nas redes físicas de eletricidade. Seria uma infraestrutura de TIC a serviço da infraestrutura do setor elétrico. Essa migração tecnológica representará um salto no patamar de investimentos do setor, pois envolverá a troca de diversos equipamentos, bem como a adoção de novos sistemas e componentes eletrônicos ainda não empregados no SEB.

Por fim, mas não menos importante, destaca-se a preocupação das empresas quanto à evolução do mercado livre de energia. Discute-se no setor a possibilidade de padronização desse mercado, seja por normatização do regulador ou do poder concedente, seja pela autorregulação estruturada pelo próprio mercado.

²⁸ Definida *stricto sensu* como a geração de energia no local de consumo.

os interesses de ambos a fim de promover tanto a modicidade tarifária quanto o incentivo aos investimentos por meio da manutenção de rentabilidade adequada das empresas.

Tanto o regulador (representando a sociedade) quanto as concessionárias estão certos em defender seus interesses econômicos. O embate frequente entre eles é o caminho natural de conciliação da modicidade tarifária com o incentivo aos investimentos.

Ainda no âmbito da regulação, destaca-se a recente discussão sobre a desindexação do setor elétrico. A indexação dos contratos no ambiente regulado no passado foi um dos pilares para a mitigação de riscos dos investidores. Foram usados como indexadores setoriais o IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas (FGV), e depois o IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Contudo, sabe-se que o IGP-M e o IPCA não são índices que refletem a estrutura de custos do setor. Sua incidência sobre as tarifas de eletricidade retroalimentam esses próprios índices, já que a energia elétrica é um insumo e um bem básico, tanto para os índices de inflação do atacado (como o IGP-M) quanto do varejo (como o IPCA).

É desejável romper com o atual esquema de indexação, que mantém ainda sobre a inflação brasileira um componente inercial de resiliência. Sua solução, no entanto, também não é trivial e dependerá de como será feita a transição para um novo mecanismo, em parte dependente da regulação e em parte dependente da própria dinâmica de mercado.

Em alguns países, a solução foi caminhar para uma liberalização crescente do mercado, na qual o preço da eletricidade é estabelecido puramente pela competição entre agentes.

Outros países optaram por preservar a regulação tarifária sem o uso pleno do mercado. Para tanto, escolheram intensificar o processo de supervisão dos agentes a fim de definir quais são os reais custos setoriais e, com base nisso, estabelecer as variações tarifárias.

No Brasil, discute-se uma opção semelhante a essa última, já adotada pelo setor de telecomunicações, que é a criação de um índice setorial para o reajuste tarifário.

Em relação a essa última possibilidade, discutem-se a necessidade de padronização dos contratos e a definição de índices de preços para referenciar o mercado. A ideia por trás disso é desenvolver um mercado livre no qual a eletricidade seja uma *commodity*. Para tanto, contratos, prazos (não somente de curto prazo, mas, sobretudo, de longo prazo) e referencial de preços devem ser padronizados.

Já há duas iniciativas de plataformas eletrônicas de negociação de energia,²⁹ que visam, em uma etapa final, se tornarem bolsas de energia. Entretanto, para tal, devem ser conciliadas as regras de comercialização de energia entre os mercados livre e regulado. Essas regras envolvem:

- critérios de definição do preço no mercado *spot*, no âmbito da CCEE;³⁰ e
- alocação da energia de novas concessões de geração entre os mercados livre e regulado, no âmbito dos editais de licitação de novos empreendimentos.

Esse último ponto refere-se à assimetria hoje existente entre os mercados livre e regulado. Atualmente, apenas o mercado regulado (i.e., as distribuidoras) contrata energia a partir dos deságios dos leilões de novas concessões hidrelétricas.

O mercado livre teria a participação da energia nos empreendimentos definida de acordo com cada edital de licitação (de zero a 30%), mas os preços dessa energia seriam de livre negociação entre concessionária e consumidores livres. Ou seja, o mercado livre não usufrui do processo competitivo dos leilões de geração. Com isso, é onerado e, de fato, subsidia, em parte, os deságios que resultaram em preços menores para as distribuidoras. Assim, essa é uma regra que atualmente retrai o potencial de crescimento do mercado livre.

Enfim, esse breve panorama de perspectivas setoriais sintetiza os principais desafios, que não são poucos, tampouco modestos, e fazem parte da agenda setorial, assim como a continuidade dos investimentos em geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

²⁹ Uma delas é a BRIX, sociedade entre IntercontinentalExchange, que opera as bolsas de Nova York e Londres, entre outras, e Eike Batista. Outra seria a o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), iniciativa de seis comercializadoras de energia.

³⁰ Há um consenso no mercado de que o preço da CCEE, denominado PLD, nas regras vigentes, não sinaliza com a devida antecedência e intensidade os custos reais de geração, que são repassados para os consumidores por meio de encargos setoriais.



7. CONCLUSÕES

Nessas últimas duas décadas, o SEB percorreu trajetória de construção de um novo arcabouço institucional. Apesar dos percalços enfrentados, pode-se afirmar que o marco regulatório geral atingiu grau de maturidade suficiente para a preservação dos investimentos do setor.

Durante esse processo de maturação setorial, o BNDES desempenhou papel de destaque como:

1. articulador e financiador da inserção da iniciativa privada (privatizações);
2. financiador dos programas emergenciais pós-acionamento, viabilizando com isso a transição do setor para a conclusão das reformas institucionais de 2004; e
3. finalmente, e mais importante entre todos, financiador da expansão do SEB, com destaque para o segmento de geração.

A Eletrobras, que nos anos 1990 foi idealizada como financiadora setorial, já que se pretendia privatizá-la, a exemplo do que foi feito com a Telebras, retomou seu papel de investidora de destaque em uma dinâmica de mercado em que estatais e empresas privadas se complementam.

Nesse sentido, a organização industrial do setor elétrico brasileiro vigente tem uma conformação híbrida no que se refere à propriedade dos ativos. Em uma perspectiva histórica, percebe-se que o setor acabou por consolidar um misto entre o que o caracterizou em seu nascimento (propriedade privada dos ativos), com o que predominou na maior parte do século XX (controle estatal).

Essa conformação híbrida da propriedade dos ativos é integrada e é resultado de uma simbiose com o processo de construção do arcabouço institucional no qual entes públicos conciliaram dois aspectos relevantes: a retomada da indução dos investimentos pelo planejamento do governo e a inserção do mercado e da concorrência como meio de promover eficiência econômica e a modicidade tarifária.

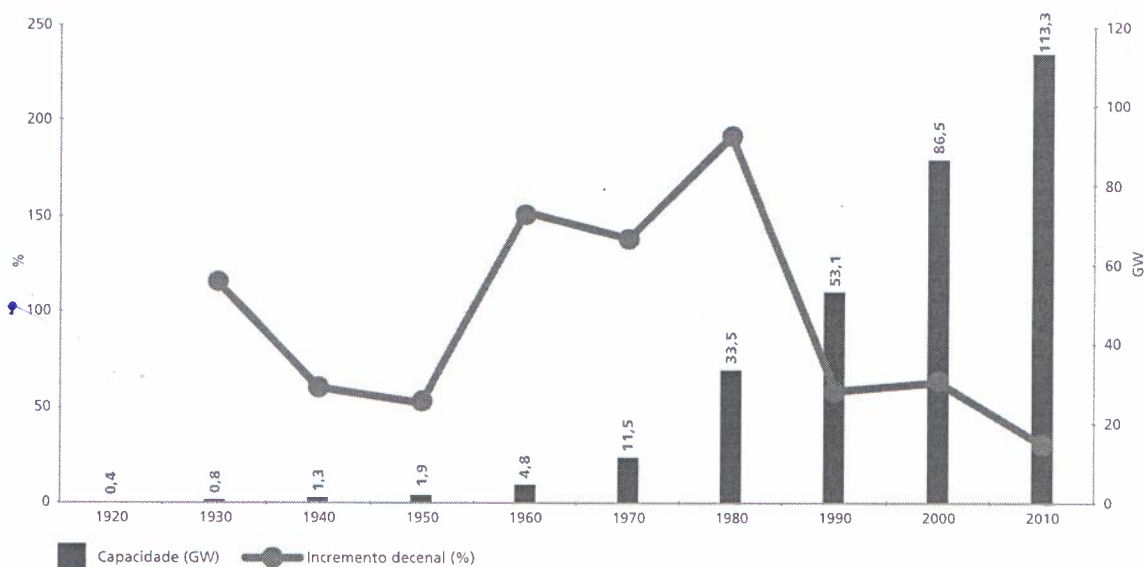
É resultado de um processo de tentativa e erro iniciado com a queda do modelo estatal e as reformas dos anos 1990. Esse processo perdura até hoje, pois o SEB se depara com alguns desafios elencados na seção anterior.



No entanto, é notória a percepção de que as bases para a indução dos investimentos estão institucionalmente consolidadas. Para o futuro, o que se impõe ao setor elétrico brasileiro é sua articulação com os demais setores da atividade econômica, seja como supridor de um bem essencial e insumo básico a preços módicos ou como comprador de novos setores de atividade, eleitos como setores-chave para o desenvolvimento tecnológico nacional, no âmbito das ações de política industrial.

As demais questões, em maior ou menor grau, estão associadas a essas duas interfaces de articulação e devem ser tratadas tanto à luz do interesse público intras-setorial, cuja síntese pode ser reunida na garantia do suprimento e na modicidade tarifária, quanto à luz dos interesses públicos extra e multissetoriais.

APÊNDICE 1 CAPACIDADE INSTALADA BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



Fontes: Eletrobras, MME e EPE.

APÊNDICE 2 RESULTADOS DAS PRIVATIZAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO 1995-2000 (R\$ MILHÕES)

Concessionária privatizada	Data do leilão/venda	Capital votante	Moeda corrente	Receita do leilão	Dívida transferida	Apoio do BNDES	Mutuário	Modalidade de envolvimento financeiro
CERJ (ATUAL AMPLA)	20.11.1996	70,26	98,03	605,33	360,00	244,45	Estado do Rio de Janeiro	Adiantamento de recursos a estados
COELBA	31.7.1997	65,64	100,00	1.730,90	222,00	487,90	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
COSERN	12.12.1997	77,92	73,60	676,40	121,00	74,09	Estado do Rio Grande do Norte	Adiantamento de recursos a estados
CELPE	17.2.2000	89,60	100,00	1.781,00	234,00	-		
CPFL (CAMARGO CORREA)	5.11.1997	57,60	100,00	3.015,00	110,00	886,18	Acionista	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
CEEE N-NE (ATUAL RGE)	21.10.1997	90,75	100,00	1.635,00	161,00	69,77	CEEE (estatal do Rio Grande do Sul)	Adiantamento de recursos
						412,36	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
						113,82	Acionista	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
CEEE - CO (ATUAL AES SUL)	21.10.1997	90,91	100,00	1.510,00	69,00	230,00	Estado do Rio Grande do Sul	Adiantamento de recursos a estados
ENERSUL	19.11.1997	76,53	83,79	625,55	234,00	47,69	Estado do Mato Grosso do Sul	Adiantamento de recursos a estados
						170,17	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
CEMAT	27.11.1997	85,10	100,00	391,50	503,00	10,31	Estado de Mato Grosso	Adiantamento de recursos a estados
						219,62	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
						106,34	Acionista	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
ELETROPAULO (LIGHT)	15.4.1998	74,88	70,00	2.026,00	1.386,00	1.013,37	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
TIETÊ (ATUAL AES TIETÊ)	27.10.1999	38,66*	30,00	938,06	1.182,00	360,87	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
PARANAPANEMA (ATUAL DUKE ENERGY BRASIL)	28.7.1999	38,70*	74,03	1.260,22	805,00	-		
BANDEIRANTE	17.9.1998	74,88	70,00	1.014,00	434,00	357,00	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
ELEKTRO	16.7.1998	46,60	100,00	1.479,00	497,00	-		
UHE CACHOEIRA DOURADA	5.9.1997	100,00	100,00	779,76	145,00	100,00	Estatal de Goiás	Adiantamento de recursos a estados
CEMAR	15.6.2000	86,25	100,00	522,70	283,00	14,70	Funcionários da Cemar	Financiamento à aquisição de ações

Continua

Continuação

Concessionária privatizada	Data do leilão/venda	Capital votante	Moeda corrente	Receita do leilão	Dívida transferida	Apoio do BNDES	Mutuário	Modalidade de envolvimento financeiro
CELPA	9.7.1998	54,98	100,00	450,26	131,00	68,83	Estado do Pará	Adiantamento de recursos a estados
						225,00	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
						135,00	Acionista	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
COELCE	2.4.1998	54,98	100,00	450,26	422,00	-		
CEMIG	26.3.1997	32,96		1.130,00		941,75	Estatal do Estado de Minas Gerais	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
						600,00	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
ENERGIPE (ATUAL ENERGISA SERGIPE)	3.12.1997	85,73	96,05	577,10	43,00	53,33	Estado de Sergipe	Adiantamento de recursos a estados
						208,13	Acionista	Adiantamento e posterior emissão de debêntures
						146,15	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
BORPOREMA	30.11.1999	75,26*		87,39	1,29	43,69	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
SAELPA (ATUAL ENERGISA PARAÍBA)	30.11.2000	75,00	100,00	363,00	-	181,50	Acionista	Financiamento à aquisição de ações
TOTAL DOS PROGRAMAS ESTADUAIS				23.048,43	7.343,29	7.522,02		

* Participações no capital social.

Concessionária privatizada	Data do leilão/venda	Capital votante	Moeda corrente	Receita do leilão	Dívida transferida	Apoio do BNDES	Mutuário	Modalidade de envolvimento financeiro
ESCELSA	11.7.1995	50,00	66,90	357,90	1,86			
LIGHT	21.5.1996	55,80	70,00	3.717,30	959,08	609,64	-	Participação societária (BNDESPAR)
						21,60	Funcionários da Light	Financiamento à aquisição de ações
GERASUL (ATUAL TRACTEBEL ENERGIA)	15.9.1998	50,01	100,00	945,70	1.278,42	-		
TOTAL FEDERAL				5.020,90	2.239,35	631,24		

Fonte: BNDES.

(Data-base dos créditos: contratação das operações).

REFERÊNCIAS

- ABREU, M. P. (org.). *A ordem do progresso*. Rio de Janeiro: Campus, 1999.
- ARAÚJO, J. L.; OLIVEIRA, A. *Diálogos da energia*. Rio de Janeiro: Viveiros de Castro, 2005.
- BNDES. *Informe de infraestrutura*. Área de Projetos de Infraestrutura. Rio de Janeiro, dez. 2000.
- _____. *Cadernos de infra-estrutura (setor elétrico)*. Rio de Janeiro, out. 1996.
- BRITO, M. A. et al. *Relatório de análise econômico-financeiro de empresas distribuidoras de energia elétrica*. GT MME/BNDES/ANEEL/STN. Rio de Janeiro: BNDES, 2003, mimeo.
- FERREIRA, C. K. L. Privatização do setor elétrico do Brasil. In: PINHEIRO, A. C.; FUCASAKU, K. (orgs.). *A privatização no Brasil. o caso dos serviços de utilidade pública*. Rio de Janeiro: BNDES/OCDE, 1999.
- GOMES, A. C. S. et al. *BNDES 50 Anos – Histórias setoriais: o setor elétrico*, dez. 2002.
- OLIVEIRA, A.; PINTO Jr., H. Q. (orgs.). *Financiamento do setor elétrico brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Rio de Janeiro: Garamond, 1998.
- PINTO JR., H. Q. et al. *Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.
- SIFFERT, N. et al. *Relatório do grupo de trabalho de energia elétrica*. Sistema de Planejamento Integrado para o Desenvolvimento (SPID). Rio de Janeiro: BNDES, 2005, mimeo.
- _____. O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de *project finance*. *BNDES Setorial*, n. 29. Rio de Janeiro: BNDES, mar. 2009.
- TINSLEY, R. *Advanced project finance: structuring risk*. Londres: Euromoney Publications, 2000.
- VELASCO JR., L. Documento histórico: a privatização no Sistema BNDES. *Revista do BNDES*, n. 33. Rio de Janeiro: BNDES, jun. 2010.