

CEEE: O RESGATE DA DÍVIDA PASSA PELA SOCIALIZAÇÃO DAS PERDAS

*Jorge Blascovicki Vieira**

*Renato Dalmazo**

Soube-se através da "mídia impressa" que o Governo Collor propôs resgatar as dívidas de diversas concessionárias estaduais de energia elétrica, inclusive as da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), decorrentes do fornecimento de energia através de diversas empresas ligadas ao sistema ELETROBRÁS. No caso específico da estatal gaúcha, sua dívida é junto a ELETROSUL, Itaipu e Furnas.

O montante dessa dívida é expressivo — algo em torno de US\$ 194 milhões —, e sua formação, como veremos adiante, deu-se a partir de uma política de condução da empresa, contrapondo-se ao controle tarifário. Essa cobrança, que decorre de uma orientação do Ministério da Infra-Estrutura, exigiria, certamente, uma negociação capaz de resolver compromissos passados e, ao mesmo tempo, manter o "fôlego" das concessionárias estaduais, restabelecendo um equilíbrio financeiro que viabilize a implementação de novos programas de investimentos.¹

A manutenção de um determinado nível de investimento deve ser um objetivo desse acordo, pois devemos ter em mente que o consumo de energia elétrica poderá, a médio prazo, sofrer fortes estrangulamentos, afetando os agentes econômicos. Os reflexos de um racionamento de energia sobre a atividade econômica, especialmente na indústria (dado que a participação na matriz industrial desse insumo é decisiva), serão sentidos através da queda da rentabilidade média dos agentes econômicos.

Por outro lado, entendemos ser oportuno virem à tona tais dificuldades da CEEE, na medida em que isso propiciará uma especulação acerca do futuro da empresa; a sua nova articulação com o mercado, es-

* Economista da FEE.

Os autores agradecem ao Economista Adalberto Alves M. Neto pelo apoio na composição dos indicadores, estando isento de responsabilidade sobre as idéias expostas no texto.

¹ Quando da elaboração deste texto, as negociações da CEEE com a ELETROBRÁS estavam em andamento, não havendo, ainda, uma decisão a respeito do resgate da dívida.

pecialmente pelo fato de que este é hoje abastecido apenas em parte por seu parque gerador, e no futuro próximo esse distanciamento poderá aguçá-lo. A não-realização de novos investimentos em geração de energia — bem como o não-saneamento financeiro da CEEE — colocará em xeque o futuro da empresa.

Face à situação atual, a empresa conta com duas alternativas de atuação: gerar e distribuir energia — como são suas atividades hoje —, possuindo maiores alternativas de controle do mercado, ou atuar como uma concessionária, semelhante à CELESC (SC), dedicada basicamente à distribuição, tendo uma rentabilidade operacional mais baixa.

A segunda alternativa, a possível transformação da CEEE em concessionária distribuidora de energia elétrica, não é analisada neste trabalho, tendo em vista as estreitas possibilidades da federalização do parque gerador de energia da empresa, nos curto e médio prazos, dada a crise financeira do Governo Federal e o fato de sua situação estar amarrada a um contexto mais amplo — a crise do setor elétrico brasileiro. Portanto analisamos a primeira alternativa, porque assim está posto, e entendemos que as atividades de geração e distribuição de energia produzem melhores resultados operacionais para o futuro da empresa.

Para realizar este trabalho, julgamos adequado separá-lo em duas seções: uma primeira buscará as raízes das dificuldades da CEEE; e, num segundo momento, especularemos acerca do impacto financeiro do resgate da dívida junto a ELETROSUL, Itaipu e Furnas.

A origem das dificuldades financeiras

Nesta seção, examinaremos os principais elementos que forjaram os entraves financeiros da CEEE, que foram: o último programa arrojado de investimentos; o constrangimento das fontes de financiamento externas e internas; e o controle tarifário imposto como política de combate à inflação. Analisaremos, também, alguns aspectos da estratégia adotada para a gestão financeira dessa crise nos anos recentes, bem como sua contribuição nas dificuldades atuais.

O último programa arrojado de investimentos implementado pela CEEE ocorreu no final dos anos 70 e início dos anos 80, quando foi aplicado grande volume de recursos nas atividades de geração de energia com a implantação de Candiota II, fase B, com duas máquinas gera-

doras, constituindo o último acréscimo na capacidade da empresa. O início de operação dessa usina projetava-se para o ano de 1985. Entretanto o atraso no cronograma das obras, bem como os graves problemas técnicos nos equipamentos franceses importados postergaram o seu arranque comercial, que só ocorreu a plena carga no ano de 1989.

Esse retardamento na implantação de Candiota II, fase B, que envolveu recursos na ordem de um quarto de seu patrimônio, pressionou fortemente o caixa da empresa, pois resultou em uma demora não prevista no retorno do investimento. Ou seja, os percalços na realização da usina fizeram com que a capacidade de geração interna da receita operacional não se ampliasse, como fora programado, para fazer frente aos encargos e às amortizações dos empréstimos, que passaram a onerar os custos da empresa.

Por sua vez, a falta de investimentos na área de geração, do início dos anos 80 para cá, agravou profundamente as condições operacionais da CEEE, criando dependência junto ao sistema ELETROBRÁS, pois a empresa adquire deste cerca de dois terços da energia distribuída.

A carência de novos investimentos na área energética do Estado guarda relação com a queda nos investimentos públicos no Brasil, ocorrida a partir do início dos anos 80, passando por uma fase de retração entre 1980 e 1983 e por uma fase de paralisação destes últimos entre 1984 e 1989.² Concomitantemente, a economia brasileira passava por um ajustamento nos desequilíbrios do balanço de pagamentos. Para a CEEE, o ajustamento afetou fortemente seus programas de expansão, internalizando, a partir de então, o ônus das altas taxas de juros e o estreitamento das fontes externas e internas de recursos.

A brusca queda nos investimentos da estatal gaúcha fica evidenciada pela oscilação do índice que, comparado a 100 em 1980, cai para 47,73 em 1984 e para 45,59 em 1988. Isso significa que os investimentos se reduziram pela metade, realizando, no entanto, algumas inversões nas áreas de transmissão e distribuição de energia.

A formação das taxas de reajuste da tarifa de energia constitui competência do Governo Federal e foi utilizada como política macroeconômica de ajuste da economia desde o final dos anos 70 e ao longo dos

² Encontramos registro dessa fase de descenso cíclico dos investimentos públicos em trabalhos recentes de Bontempo (1988), Correia (1989) e em trabalhos da FEE, de Breitbach et alii (1990) e Vieira (1989).

anos 80. Efetivamente, a elevação das tarifas tem impacto direto sobre os custos de produção e contribui, em parte, com o acirramento do processo inflacionário. Esse fato serviu de forte argumento para o Governo impor uma política de reajuste de tarifas de energia elétrica em níveis inferiores à taxa anual de inflação desde 1976.

Essa defasagem fica evidenciada pelos Gráficos 1 e 2, que apresentam os seguintes indicadores: variação do índice de inflação (IGP-DI) e evolução dos reajustes anuais de tarifa de energia; e a evolução do preço da energia em valores reais.

O Gráfico 1 descreve a evolução da taxa de inflação e a taxa de aumento da tarifa do setor elétrico autorizada pela ELETROBRÁS. Os dados confirmam a defasagem do preço da energia, pois a expansão inflacionária foi superior desde 1975. O preço da energia só a suplantou nos anos de 1975, 1981, 1985 e 1987. Portanto, a tarifa de energia não acompanhou a evolução média dos preços no período.

No Gráfico 2, apresentamos a tarifa real média que confirma a sua defasagem no período 1974-89 e a não-recuperação apontada no Gráfico 1. Os dados mostram que a tarifa vem em queda desde 1975, ano em que ocorreu o preço de pico na série, tendo apresentado tímidos pontos de recuperação nos anos de 1981, 1985 e 1987. O ponto mais baixo ocorreu em 1989, refletindo uma defasagem de mais de 50% na comparação com o ano de 1985, certamente resultante da política "feijão-com-arroz" do Governo Sarney.

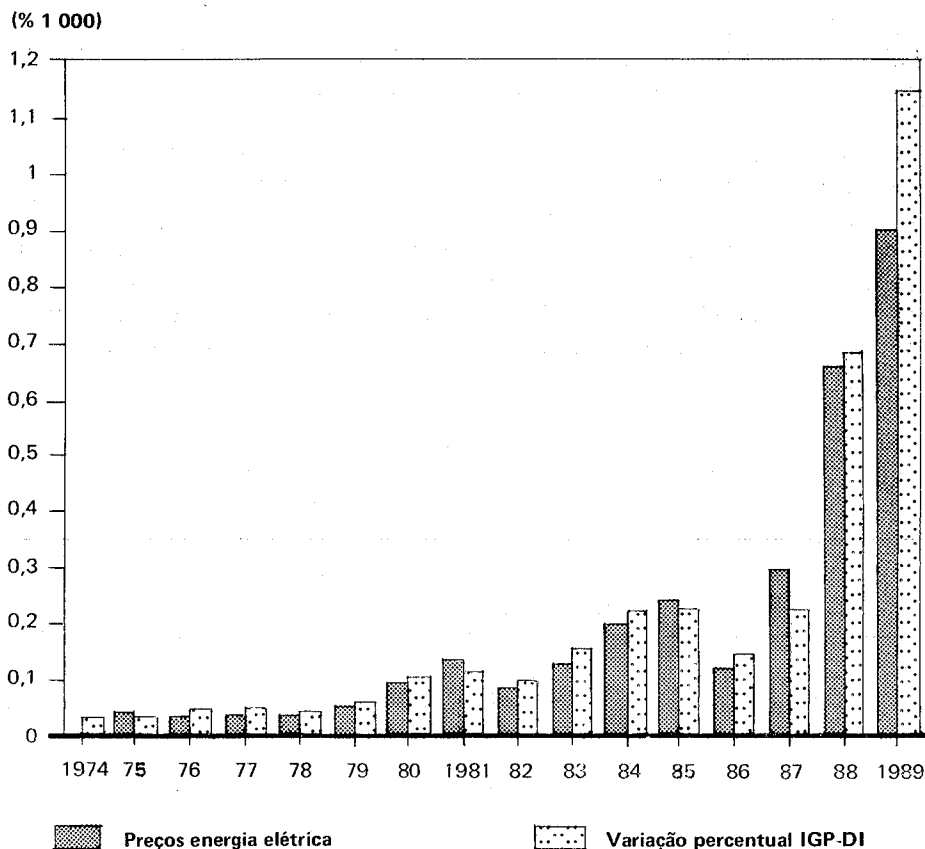
Portanto, precisamente quando os projetos atingiriam o ponto de maturação e os contratos deveriam ser saldados, ocorreu o arrocho tarifário do Governo Federal. O grande volume de capital investido pelo setor elétrico deixa de ter uma lógica privada de valorização, na medida em que sofre um controle do preço do seu produto, para ser regulado por uma lógica social: combater a inflação. Assim, esse capital desvaloriza-se para valorizar o capital privado que compra energia a preços baixos. O preço da energia descolou-se da estrutura de custo das empresas, ou seja, o seu valor passou a remunerar apenas uma parcela da totalidade dos custos de produção.

No Gráfico 3, mostramos a evolução da tarifa real de energia elétrica no curto prazo, de janeiro de 1988 a maio de 1990. Esse gráfico se propõe a explicitar a política de tarifas do Governo Collor, denominada "tarifaço". Contudo a análise de sua tendência indica que o novo Governo sequer recompôs a tarifa média dos últimos dois anos. Mais do que isso, o preço definido para o setor elétrico em março de

1990 apenas reproduz o preço médio praticado ao longo de 1989. Significa dizer que o "tarifaço" do Plano Collor, reajustando o preço da energia em 32,10%, não foi suficiente para resgatar a tarifa do setor elétrico do seu ponto mais baixo, observado no Gráfico 1. Com esses preços, podemos antever a continuidade das dificuldades financeiras no setor.

GRÁFICO 1

DEMONSTRATIVO DOS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA E DA INFLAÇÃO NO BRASIL – 1974-89



FONTE: ELETROBRÁS.

INDICADORES ECONÔMICOS (1989). Brasília, Ministério da Fazenda.

GRÁFICO 2

EVOLUÇÃO DA TARIFA MÉDIA REAL DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL — 1974-89



FONTE: ELETROBRÁS.

Em consequência do rígido controle de tarifas públicas entre 1976 e 1989, Vieira (1989, p.91) argumenta que essa política não arrefeceu o processo inflacionário, tornando-se inócua porque a taxa de inflação disparou naquele período e privilegiou o setor consumidor em detri-

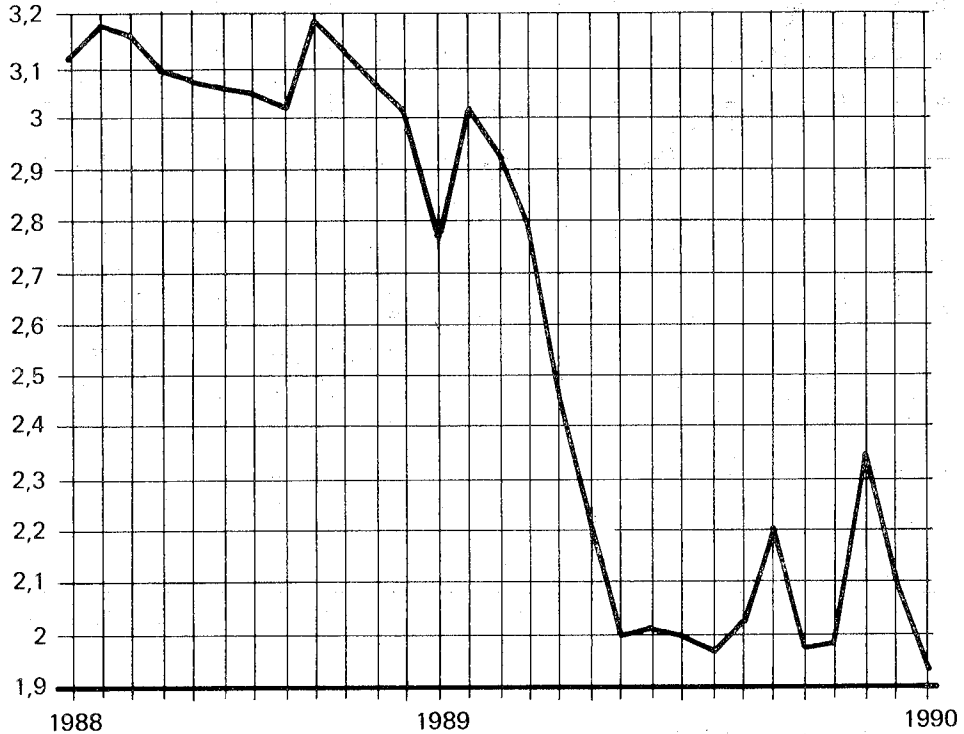
mento do setor produtor de energia. Na prática, o controle de tarifas instrumentou a transferência de renda do setor elétrico estatal para o setor privado industrial por mais de uma década.³

ALVARO - FERNANDES & ASSOCIADOS

GRÁFICO 3

EVOLUÇÃO DA TARIFA MÉDIA REAL DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL – JAN/88-MAIO/90

(Cr\$/MWh)



FONTE: ELETROBRÁS.

³ Outro argumento para manter as tarifas baixas afirma que o setor de energia elétrica deve operar e, no caso, operar com capacidade de geração sempre superior à demanda, portanto com capacidade ociosa que justifique essa política.

O impacto direto do controle tarifário tem o efeito de restringir a capacidade de gerar receita operacional, resgatar os empréstimos de longo prazo e, principalmente, sustentar os programas de expansão.⁴ Nesse sentido, a tarifa real esperada seria de fundamental importância, pois asseguraria o autofinanciamento e os novos investimentos frente à crise. Como vimos, ocorreu o contrário, tendo a tarifa de energia se mantido baixa.

Destacamos ainda dois aspectos contraditórios do controle tarifário em relação ao desequilíbrio financeiro da CEEE, bem apontados por Perrone (1989, p.54 e 57). O primeiro é a substancial redução da taxa de remuneração do investimento em energia elétrica, mantida em níveis sempre inferiores à taxa de retorno do investimento remunerável estabelecida pela Lei nº 5.655, de 20.05.71, que é de 10% a 12%... A margem de lucro da CEEE situou-se em média inferior a 6% nos últimos anos, como aponta o cálculo da própria empresa, expresso no Gráfico 4, sendo extremamente baixa para remunerar o porte do seu capital.

O mecanismo que produziu essa margem de remuneração média (6% a.a.) resulta da utilização de um índice de correção defasado em relação à inflação, subavaliando, em consequência, o ativo imobilizado da concessionária, compondo uma taxa distorcida em relação à legislação.

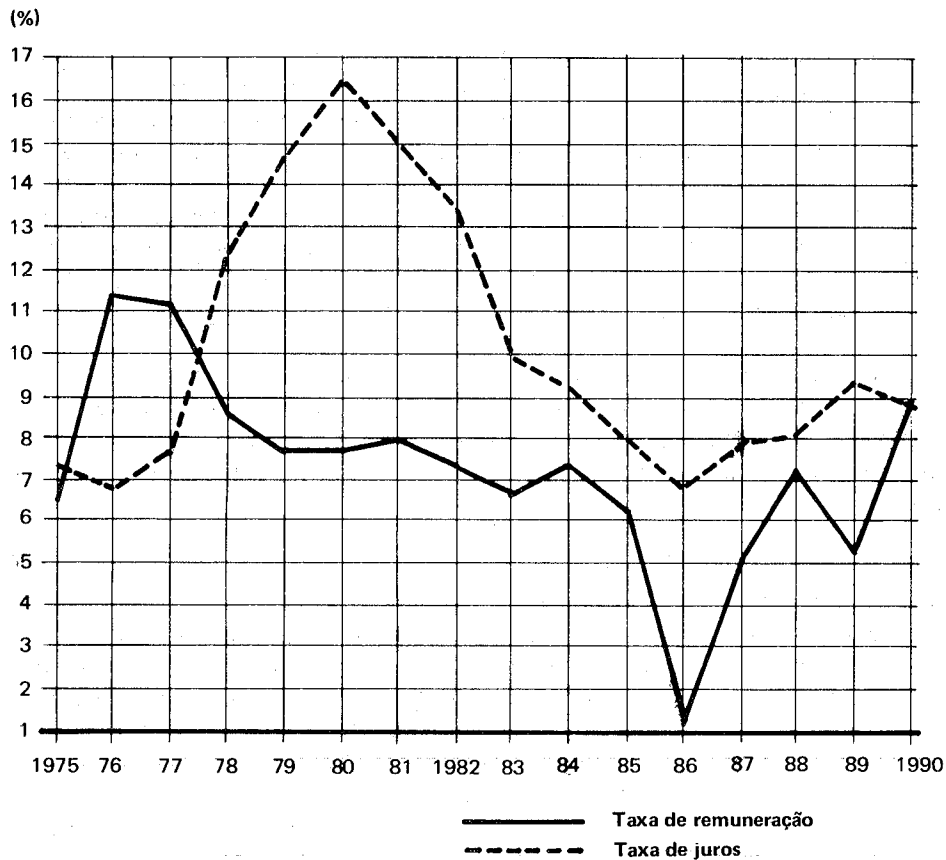
O segundo aspecto contraditório da política do Governo Federal situa-se no controle da taxa de remuneração dos investimentos do setor elétrico a nível nacional em relação à taxa de juros dos empréstimos, cobrada no mercado financeiro internacional (Libor). Essa relação acusa uma taxa de remuneração dos investimentos do setor em torno de 6% ao ano, tendo a taxa de juros dos empréstimos externos se mantido acima de 10% ao ano. Ou seja, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), além de subavaliar o capital remunerável⁵, impõe taxas de retorno do investimento bem abaixo do custo dos empréstimos aplicados em investimento. O Gráfico 4 mostra essa defasagem.

⁴ Ver sobre o assunto Breitbach et alii (1990), segunda seção, que analisa a situação econômico-financeira das empresas estatais CEEE, CRT e CORSAN.

⁵ Hoje, o DNAEE, órgão máximo executor da política energética nacional, impõe um rigoroso controle contábil na conta dos investimentos remuneráveis das concessionárias estaduais. A intervenção do DNAEE concretiza-se também pela forma morosa e questionável de atualização do investimento remunerável das concessionárias estaduais de energia elétrica.

GRÁFICO 4

**EVOLUÇÃO DAS TAXAS DE JUROS (LIBOR) E DA
REMUNERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO
NO BRASIL – 1975/90**



FONTE: SUMA ECONÔMICA (1990). Rio de Janeiro, Tama, jul.
ELETROBRÁS.

Entre 1976 e 1977, a taxa de remuneração do setor elétrico foi superior à taxa de juros (Libor). A partir de 1978, a taxa de remuneração situou-se em torno de 7%, tendo atingido o nível insignificante de 1,06% em 1986. Por sua vez, a Libor alcançou um patamar máximo de 16,44% em 1980 e um mínimo de 6,8% em 1986. Em suma, a elevação dos juros no mercado internacional pressionou a empresa quando esta realizava uma expansão e alongava o seu passivo. A impossibilidade de se autofinanciar com tarifas reais forçou a necessidade de acumular dívidas crescentes.

Resumindo o que foi dito até aqui, apontamos as principais razões do desequilíbrio financeiro da CEEE como sendo o arrojado programa de investimentos e o atraso no arranque operacional de Candiota II, fase B; o esgotamento das fontes de financiamento e as altas taxas de juros; o controle tarifário e as reduzidas taxas de retorno dos investimentos do setor elétrico; o endividamento crescente; etc. A estratégia de gerenciamento desse desequilíbrio foi mostrada no trabalho de Breitbart et alii (1990), do qual extraímos as conclusões relativas à CEEE e que desenham o atual quadro de dificuldades financeiras que a empresa tem a enfrentar no futuro. A situação crítica da viabilidade operacional da empresa conduziu a um gerenciamento não tradicional e não usual de captação de recursos para assegurar o seu equilíbrio financeiro, como a não-amortização da dívida no volume dos contratos assinados, porém em níveis mínimos, e o não-resgate da dívida junto ao sistema ELETROBRÁS, referente à energia comprada e aos repasses de cotas devidas. Apoiou-se também na formação de uma significativa massa de recursos, com base no mercado financeiro, que permitiu maior liquidez ao capital, valorizando-o e assegurando assim o equilíbrio financeiro. A prova dessa afirmação está na participação crescente das receitas financeiras e de outras receitas nas receitas próprias da empresa que compõem 35,33% em 1979, 67,69% em 1984 e 77,70% em 1988.

Em suma, o quadro de desequilíbrio financeiro da CEEE, hoje, traz como conseqüências o encurtamento do perfil da dívida, elevados custos financeiros, falta de credibilidade da empresa junto ao mercado financeiro, redução dos investimentos na área de geração de energia e paralisia e morosidade da negociação de sua dívida.

O resgate da dívida

Tendo por pano de fundo essas dificuldades apontadas no texto, nesta seção examinamos os impactos da negociação da dívida e as alternativas que se descortinam em relação ao futuro da Companhia.

Com a estagnação do mercado financeiro após a edição do Plano Brasil Novo, a CEEE, assim como outros agentes econômicos, teve rompido o "modus operandi" que permitia dar liquidez ao seu capital. Como vimos anteriormente, o mercado financeiro tornara-se, ao longo dos anos 80, alternativa fundamental para a viabilidade da empresa no curto prazo. Se, por um lado, os ganhos financeiros cessaram e criaram entraves à empresa, por outro, aliviaram as pressões dos custos financeiros na rolagem da dívida interna, consequência da queda nominal das taxas de juros. No que diz respeito à retenção de ativos financeiros, é nosso entendimento que não surgirão problemas, dado que as dívidas são expressivas e serão escoadouro natural para os valores retidos.

O reflexo inflacionário advindo do novo plano econômico refletiu-se, também, em uma menor pressão nas receitas da CEEE, via diminuição do efeito Tanzi, pois esta leva em torno de 45 dias para efetivar o retorno financeiro do consumo de energia.

Conjuntamente à edição do plano de ajuste, o Governo Federal passou a cobrar dívidas junto às concessionárias estaduais de energia elétrica, oriundas do fornecimento de energia e não pagas pelas mesmas, conforme já frisamos na introdução do presente texto. No caso específico da CEEE, o montante da dívida atinge US\$ 194 milhões, sendo que seus credores são: ELETROSUL, Itaipu e Furnas, esta última pelo fornecimento de suas linhas de transmissão. Dentre o conjunto das concessionárias estaduais, a dívida da empresa gaúcha ocupa o segundo lugar, e apenas três empresas — CEEE, Eletropaulo e CESP — detêm a significativa participação de mais de 60% do total da dívida.

Tendo em vista o porte da dívida, que para a CEEE se aproxima ao seu resultado operacional estimado para este ano, impõe-se uma negociação em termos que possibilitem à empresa manter sua viabilidade financeira e assegurar a expansão dos investimentos.

A alternativa mais adequada aos interesses da CEEE, e por extensão à sociedade gaúcha, será executar um ajuste contábil, com o uso pela estatal da Conta de Resultado a Compensar (CRC). A CRC é um mecanismo contábil que as concessionárias estaduais utilizam com a concordância do poder concedente — isto é, o Governo Federal através do DNAEE —, visando compensar as defasagens tarifárias. Ou seja, a CRC é uma conta compensatória, constituindo um direito pela perda que as empresas sofreram em consequência do controle de seus preços. Porém os lançamentos nessa conta, por parte das concessionárias, dependem de análise do DNAEE, que poderá, ou não, glosar parte dos lançamentos. No caso da CEEE, o poder concedente ainda não emitiu parecer a respeito

do exercício de 1989. Mesmo assim, não considerando esse ano, a CRC ultrapassá, largamente, o montante da dívida resultante da compra de energia.

Diante desse fato, a alternativa adequada, colocada na pauta das negociações da CEEE, é abater a dívida junto a ELETROSUL, Itaípu e Furnas com a CRC. Espaço para adotar essa alternativa administrativa existe, pois o sistema ELETROBRÁS admite a hipótese, faltaria uma decisão política.

A outra possibilidade seria o resgate parcelado da dívida. Contudo uma análise das condições financeiras da estatal indica ser este um caminho de difícil implementação, pois as margens de viabilidade operacional são muito estreitas.

Além da dívida que acabamos de examinar, a CEEE detém, ainda, um extenso rol de compromissos vencidos e a vencer, com organismos nacionais e bancos estrangeiros. O montante total da dívida é de US\$ 1.623 milhões, dos quais US\$ 1.240 milhões estão vencidos, e os restantes US\$ 383 milhões estão por vencer. Os compromissos externos perfazem um total de US\$ 404 milhões, com US\$ 158 milhões já vencidos. Em termos internos, o principal credor é o Banco do Brasil S/A, com US\$ 898 milhões, sendo que esse montante se encontra com prazo de resgate já esgotado.

Para saldar os compromissos acima, deverá a CEEE contar basicamente com a sua Geração Interna de Caixa (GIC). A Receita Operacional estimada para o corrente ano é de US\$ 1.079 milhões, para fazer frente à projeção de Despesas Operacionais em torno de US\$ 826 milhões, que resulta, em consequência, em uma GIC de US\$ 253 milhões.

Tendo como referência o quadro da dívida, a GIC e adicionando-se ainda a evolução anual dos investimentos ao redor de US\$ 150 milhões que possui, com um movimento autônomo, podemos estimar que as operações da CEEE para saldar a dívida são reduzidas.⁶

Uma parte do montante total da dívida (US\$ 1.623 milhões) pode ser abatida com o saldo da CRC, algo em torno de US\$ 300 milhões, por conseguinte reduzindo os compromissos para aproximadamente US\$ 1.323 milhões.

⁶ Os investimentos da CEEE nos últimos cinco anos foram de US\$ 109,1 milhões em 1984, US\$ 92,6 milhões em 1985, US\$ 104,6 milhões em 1986, US\$ 133,7 milhões em 1987 e US\$ 148,2 milhões em 1989. Isso sugere que a empresa realiza investimentos independentes do seu resultado operacional.

O resgate desse montante a uma taxa média de juros de 10% exigiria um desembolso anual (juros mais o principal), nos diferentes prazos de 10, 25 ou 40 anos, de US\$ 211 milhões, US\$ 143 milhões e US\$ 132 milhões respectivamente.⁷

Diante desses números, podemos afirmar que o caminho a seguir é a negociação da dívida capaz de compatibilizar a GIC, os investimentos e o seu resgate. É o óbvio, porém instigante ao analista atento. Na hipótese de a CEEE firmar uma negociação de resgate da dívida no prazo de 40 anos e a uma taxa de juros de 10% a.a., implicaria ter a seguinte posição nas condições operacionais atuais: US\$ 253 milhões (GIC) menos US\$ 150 milhões de Investimentos Autônomos (IA) e menos US\$ 132 milhões para pagamento da dívida, resultando um "deficit" operacional de US\$... 31 milhões.

Assim, qualquer hipótese de negociação desses US\$ 1.323 milhões exige prazos longos e juros mais baixos do que a taxa histórica. Sem sanear o passivo da empresa, dificilmente teremos uma solução que retome os investimentos em geração de energia.

Portanto, frente às dificuldades financeiras postas no texto e considerando a relevância do papel da CEEE para a produção e para a sociedade gaúchas, concluímos que a negociação da sua dívida deve conciliar, de forma equilibrada, a) uma transformação de parte da dívida em participação acionária do poder concedente; b) um aporte de recursos do Governo Estadual em volume significativo, como acionista majoritário; c) e o pagamento, por parte da CEEE, do restante da dívida, tendo prazos e volume de desembolso adequados à GIC. Isso exige a avaliação correta dos investimentos remuneráveis, embutindo na formação dos preços a rentabilidade do capital prevista em lei, ou seja, de 10% a 12% ao ano. Essa proposição permitirá a retomada de investimentos, especialmente em geração, em porte significativo que afaste a ameaça do racionamento de energia.

⁷ Numa negociação de longo prazo, possivelmente a taxa de juros assumiria níveis históricos de 7% ao ano. Essa proposta, no caso da CEEE, corresponderia a um desempenho anual em 10, 25 ou 40 anos também em valores de porte, respectivamente: US\$ 185 milhões, US\$ 111 milhões, US\$ 98 milhões.

Bibliografia

- BONTEMPO, Hélio César (1988). Transferências externas e financiamento do governo federal e autoridades monetárias. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, Rio de Janeiro, IPEA, 18(1):101-30, abr.
- BREITBACH, Áurea Corrêa de Miranda et alii (1990). Desequilíbrio financeiro e gestão das estatais gaúchas. In: ALMEIDA, Pedro Fernando Cunha de, coord. **A economia gaúcha e os anos 80: uma trajetória regional no contexto da crise brasileira**. Porto Alegre, FEE. (no prelo).
- CORREIA, Eduardo Luiz (1989). Formação bruta de capital fixo das estatais. **Conjuntura Econômica**, Rio de Janeiro, FGV, 43(6):45-54, jun.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUA E ENERGIA ELÉTRICA (1988). **Relatório final do diagnóstico**: minuta. (s.n.t.) 169p. (Cópia xerox).
- PERRONE, Cláudio (1990). **Diagnóstico e perspectivas do setor elétrico no Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, Secretaria de Coordenação e Planejamento. (mimeo).
- VIEIRA, Jorge Blascoviski (1989). Tarifas públicas e o financiamento das empresas estatais. **Indicadores Econômicos FEE**, Porto Alegre, 17(3):85-92, dez.