

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação Em Energia
PIPGE
(EP/FEA/IEE/IF)

**AS DISTRIBUIDORAS DE ELETRICIDADE
PRIVADAS E SEUS CONTROLADORES NO
BRASIL: A BUSCA POR UM PADRÃO NA GESTÃO
DO ENDIVIDAMENTO**

Agnes Maria de Aragão da Costa

São Paulo

2006

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA

**AS DISTRIBUIDORAS DE ELETRICIDADE PRIVADAS E SEUS
CONTROLADORES NO BRASIL: A BUSCA POR UM PADRÃO NA GESTÃO DO
ENDIVIDAMENTO**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto

São Paulo

2006

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Costa, Agnes Maria de Aragão da.

As distribuidoras de eletricidade privadas e seus controladores no Brasil: a busca por um padrão na gestão do endividamento. / Agnes Maria de Aragão da Costa; orientador Francisco Anuatti Neto. São Paulo, 2006.

251p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Distribuição de Energia Elétrica – aspectos econômicos 2. Distribuidoras de Eletricidade I. Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA

*“As distribuidoras de eletricidade privadas e seus controladores no
Brasil: a busca por um padrão na gestão do endividamento”*

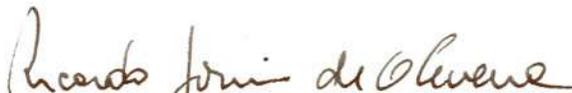
Dissertação defendida e aprovada em 24/03/2006 pela Comissão Julgadora:



Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto – PIPGE-IEE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



Prof. Dr. Eliseu Martins – FEA/USP



Dr. Ricardo Gorini de Oliveira – COPPE/UFRJ

Dedico este trabalho a os professores que incitaram a minha curiosidade pelos assuntos relacionados à Economia da Energia:

Helder Queiroz Pinto Junior
Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Ronaldo Bicalho
Adilson de Oliveira
Carmen Alveal (*in memoria*)
Ronaldo Fiani
Ildo Luis Sauer
Edmilson Moutinho dos Santos
Francisco Anuatti Neto
Paulo Picchetti

AGRADECIMENTOS

Foram muitas as pessoas que me acompanharam no desafio de criação deste trabalho. A esse apoio serei eternamente grata. Gostaria, todavia, de registrar alguns agradecimentos em especial:

Ao meu orientador, Prof. Francisco Anuatti Neto, por me fazer ler e estudar como nunca antes. Com certeza aprendi muito mais do que consegui incluir nestas páginas.

À minha amiga, Cláudia Peano, por ter sempre me ajudado a enxergar a luz no fim do túnel deste assunto fascinante, porém complexo.

À equipe da Superintendência de Fiscalização Financeira da ANEEL, em especial, ao Antônio Araújo e ao Ricardo Sant'Anna, por me transmitirem suas experiências e por terem me auxiliado no levantamento de dados e no entendimento de questões contábeis.

Ao amigo, Ricardo Gorini de Oliveira, por ter me inspirado, com sua dissertação de mestrado, a analisar o comportamento dos *major players* no setor de energia elétrica e pelas contribuições valiosas.

Ao professor, Helder Queiroz Pinto Junior, por ter me acompanhado por todos esses anos nos meus estudos na área de energia.

Ao meu amado marido, pelo apoio e dedicação ao longo desta empreitada.

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade da autora)

RESUMO

Os anos de 2002 e de 2003 foram anos que não deixaram boas lembranças ao segmento de distribuição de eletricidade no Brasil. As opções de endividamento anteriores às desvalorizações cambiais, a redução de receita resultante do racionamento de energia e a inserção da gestão das distribuidoras na estratégia de expansão de seus grupos econômicos culminaram na pior crise financeira vivenciada pelo setor elétrico desde o início das privatizações em 1995. O objetivo desta dissertação reside, pois, na análise da evolução do endividamento das distribuidoras de eletricidade privadas e na busca de uma relação entre essa e a estratégia de gestão financeira e de expansão de seus controladores. São apresentados os principais condicionantes conjunturais e estruturais que podem ter afetado de maneira distinta o desempenho operacional e financeiro das distribuidoras. Especial ênfase é dada à gestão do endividamento que é analisada por meio do acompanhamento de uma série histórica de indicadores que visam retratar perfil, composição e custo do endividamento, além de sua compatibilidade com o desempenho operacional das distribuidoras. Sendo o foco da análise o enquadramento do endividamento de cada distribuidora numa estratégia de gestão de seu grupo econômico, são analisados também indicadores que revelam a magnitude dos recursos das distribuidoras que foram destinados a acionistas e empresas relacionadas contra aqueles recebidos desses. Conclui-se que, apesar de não se verificar um padrão específico na gestão do endividamento para cada grupo econômico característico de todas as suas distribuidoras do grupo, alguns comportamentos relacionados às estratégias de expansão dos grupos econômicos e à administração financeira de suas empresas, associados ao impacto do racionamento sobre as receitas, deterioraram de sobremaneira o desempenho financeiro principalmente das distribuidoras com maior capacidade de alavancagem.

Palavras-chave: endividamento, distribuidoras de eletricidade, grupos econômicos, gestão financeira.

ABSTRACT

The years of 2002 and 2003 are not going to be missed by the Brazilian distribution companies. The decisions to increase indebtedness prior to the devaluations of the Real, the reduction of income caused by the energy rationing and the subordination of the distribution companies' management to the expansion strategies of their controlling groups lead to the major financial crisis experienced by the power industry since the beginning of the privatization process in 1995. The present dissertation, therefore, aims at analyzing the evolution of the private distribution companies' indebtedness and at searching the relation of this indebtedness to the financial management and expansion strategies of their controlling groups. Characteristics of the conjuncture and of the industry which might have influenced the operational and financial performance of those companies will be presented. Special emphasis will be given to the management of the companies' indebtedness: a historical series of indicators regarding profile, composition and cost of debt, as well as its compatibility with the distribution companies' operational performance will be designed. Considering the relation of the distribution companies' indebtedness to the strategies followed by their controlling groups, transferences of resources among companies of the same group will be considered in indicators too. These analyses will lead to the conclusion that it is not possible to track any specific pattern on debt management followed by each distribution company of a controlling group; on the other hand, they will show that the indebtedness of these companies has been conditioned by financial management and expansion strategies of the controlling group, which caused the financial performance especially of the major companies to deteriorate.

Keywords: indebtedness, distribution companies, economic groups, finance management.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO I – DOS CONDICIONANTES DO DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS NO PERÍODO PÓS-PRIVATIZAÇÕES	9
I.1 - OS MONOPÓLIOS TERRITORIAIS	9
I.2 - O NOVO ARRANJO SETORIAL	15
I.3 - OS ASPECTOS CONJUNTURAIS QUE AFETARAM O DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS DE ELETRICIDADE.....	31
I.4 – CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 1	34
CAPÍTULO II – DAS ABORDAGENS ACERCA DO DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS NO PERÍODO PÓS-PRIVATIZAÇÕES	36
II.1 – O DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS COMO FOCO DE ANÁLISE	36
II.2 – ASPECTOS METODOLÓGICOS	42
<i>II.2.1 – Algumas observações sobre a metodologia adotada</i>	54
II.3 – AS EMPRESAS QUE COMPÕEM A AMOSTRA	56
II.4 – CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 2	57
CAPÍTULO III – O ENDIVIDAMENTO DAS DISTRIBUIDORAS DE ELETRICIDADE PRIVADAS E A ESTRATÉGIA DE SEUS GRUPOS CONTROLADORES	58
III.1 – O GRUPO ELETRICIDADE DE PORTUGAL - EDP	60
<i>III.1.1 - O endividamento das distribuidoras de eletricidade do Grupo EDP no Brasil</i>	64
<i>III.1.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	70
III.2–O GRUPO ELECTRICITÉ DE FRANCE - EDF	72
<i>III.2.1 - O endividamento da Light</i>	75
<i>III.2.2 - A relação da Light com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	82
III.3–O GRUPO AES CORPORATION - AES	84
<i>III.3.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo AES no Brasil</i>	90
<i>III.3.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	95
III.4– O GRUPO ENRON (PRISMA ENERGY INTERNATIONAL)	98
<i>III.4.1 - O endividamento da Elektro</i>	99
<i>III.4.2 - A relação da Elektro com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	103
III.5– O GRUPO ENDESA.....	106
<i>III.5.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo ENDESA no Brasil</i>	109
<i>III.5.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	113
III.6–O GRUPO NEOENERGIA (IBERDROLA)	115
<i>III.6.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo Neoenergia no Brasil</i>	118
<i>III.6.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	122
III.7–O GRUPO CPFL.....	126
<i>III.7.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo CPFL</i>	128
<i>III.7.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	136
III.8–O GRUPO REDE	141
<i>III.8.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo Rede</i>	145
<i>III.8.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	158
III.9 –O GRUPO CATAGUAZES-LEOPOLDINA.....	162
<i>III.9.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina</i>	165
<i>III.9.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	172
III.10 – O CASO DA CEMAR.....	176
<i>III.10.1 – A GP Investimentos</i>	178
<i>III.10.2 - O endividamento da CEMAR</i>	179
<i>III.10.3 - A relação da CEMAR com outras empresas do grupo e com os acionistas</i>	183
III.11 – ANÁLISE DA BIBLIOGRAFIA EXISTENTE À LUZ DOS FATOS OBSERVADOS.....	183
III.12 – CONCLUSÃO DO CAPÍTULO 3	187
CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	199

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	210
ANEXOS	216
ANEXO A - CARACTERÍSTICAS DAS 64 DISTRIBUIDORAS DE ELETRICIDADE EM 2003	216
ANEXO B - DETALHAMENTO SOBRE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS CONTRAÍDOS PELAS DISTRIBUIDORAS DO GRUPO EDP	219
ANEXO C - DETALHAMENTO SOBRE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS CONTRAÍDOS PELAS DISTRIBUIDORAS DO GRUPO AES	222
ANEXO D - DETALHAMENTO SOBRE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS CONTRAÍDOS PELA ELEKTRO	227
ANEXO E - DETALHAMENTO SOBRE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS CONTRAÍDOS PELAS DISTRIBUIDORAS DO GRUPO ENDESA	230
ANEXO F - DETALHAMENTO SOBRE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS CONTRAÍDOS PELAS DISTRIBUIDORAS DO GRUPO NEOENERGIA	233
ANEXO G - DETALHAMENTO SOBRE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS CONTRAÍDOS PELAS DISTRIBUIDORAS DO GRUPO CPFL	237
ANEXO H - DETALHAMENTO SOBRE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS CONTRAÍDOS PELAS DISTRIBUIDORAS DO GRUPO CATAGUAZES -LEOPOLDINA	240
ANEXO I – EVOLUÇÃO DO MERCADO DAS DISTRIBUIDORAS QUE COMPÕEM A AMOSTRA ENTRE 1997 E 2004..	241

INTRODUÇÃO

Em setembro de 2003 foi criado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica diante da crise financeira que acometia as empresas do setor. O programa de socorro às distribuidoras de energia teve como objetivo principal buscar o equacionamento das dívidas de curto prazo dessas empresas, conforme consta no site do banco¹:

“O objetivo é a capitalização das empresas concessionárias dos serviços de distribuição de energia elétrica, mediante a renegociação de suas obrigações de curto prazo junto aos bancos credores. Poderão se beneficiar do novo programa as distribuidoras de capital aberto com ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA, controladas por capital privado e as estatais (...)

A iniciativa prevê o apoio financeiro do BNDES, contra subscrição de debêntures conversíveis em ações, para empresas que obtenham junto aos bancos credores e a seus acionistas controladores o compromisso de participação no programa de capitalização. As empresas terão também que adotar padrões de governança corporativa, com a meta de atingir o Novo Mercado da Bovespa.”

Para esse programa foi previsto inicialmente um desembolso de até R\$ 3 bilhões² condicionado ao valor correspondente do montante das dívidas efetivamente renegociadas pelas distribuidoras e não podendo ultrapassar a 50% do total do endividamento bancário de curto prazo com base nos demonstrativos financeiros do último exercício, excluindo-se os contratos de financiamento com o Sistema BNDES.

Notadamente, o programa do BNDES para socorrer às distribuidoras de eletricidade foi criado um pouco antes de se completar dez anos da inserção dessas empresas na pauta das privatizações. É possível identificar a entrada da “privatização” na agenda da política econômica do Brasil em 1981, quando um decreto presidencial (86.215/81) criou a Comissão Especial de Desestatização, com o objetivo de fortalecer o setor privado, limitar a criação de novas empresas estatais e transferir para o setor privado as empresas estatais cujo controle pelo setor público não fosse mais justificável. As empresas do setor elétrico, mais especificamente, as distribuidoras de eletricidade, objeto da presente análise, só puderam ser, entretanto, incluídas na pauta das privatizações em meados da década de 90, na segunda³ fase do Programa Nacional de Desestatização (PND), visto que a Constituição de 1988

¹ Vide: <http://www.bndes.gov.br/noticias/not676.asp>

² Com prazo de utilização de até 31 de dezembro de 2004, prorrogado até 30/06/2005 em função da baixa taxa de adesão ao programa.

³ O PND foi criado por meio da Lei 8.301/90 e sua primeira fase, que durou até 1995, se caracterizou pela privatização de empresas nos setores industriais (siderurgia, fertilizantes e petroquímica).

apresentava um caráter bastante estatizante e enfatizava a questão da segurança nacional ao estabelecer monopólios públicos nos setores de telecomunicações, petróleo e distribuição de gás e colocar barreiras à participação estrangeira em mineração e eletricidade. A segunda fase do PND teve início, assim, em 1995, quando foi aprovada a Lei das Concessões (Lei 8.987/95), que deu as bases sobre as quais o governo concederia a terceiros os direitos de exploração de serviços públicos, daí as desestatizações das empresas do setor elétrico se iniciaram somente nesse ano.

As primeiras empresas a serem privatizadas nessa etapa foram as duas únicas distribuidoras de energia elétrica federais, pertencentes ao grupo Eletrobrás: a Escelsa (1995) e a Light (1996). Posteriormente, o objetivo do governo era o de vender as quatro geradoras da holding Eletrobrás (Furnas, Eletrosul, Eletronorte e CHESF). O calendário de desestatização teve que ser, contudo, alterado para obedecer à outra lógica: a de elevar a atratividade das geradoras federais através da privatização das distribuidoras estaduais⁴; visto que o aumento da atratividade das geradoras federais dependia, primordialmente, do saneamento financeiro das distribuidoras estaduais. Como argumenta Leal (1998: p. 9), “uma vez que, de forma geral, as distribuidoras estaduais apresentavam em seus passivos elevado endividamento junto aos fornecedores de energia, fazia sentido privatizá-las previamente, a fim de que estes créditos ruins, atuais e futuros, não viessem a reduzir substancialmente o valor econômico das geradoras.”

Para viabilizar a privatização das distribuidoras estaduais, foi necessário, por um lado, criar algum estímulo para que os governos estaduais vendessem suas distribuidoras que constituíam um valioso instrumento de política fiscal ao financiar seus tesouros; e, por outro, tornar essas empresas mais atraentes para o setor privado, dado que possuíam em seus passivos, conforme já mencionado, elevadas dívidas contra os supridores de energia de propriedade da Eletrobrás; e que apresentavam ativos de difícil realização (como contas atrasadas de prefeituras ou repasses antecipados de ICMS).

O estímulo dado para que os estados vendessem suas distribuidoras foi a constituição dos Programas Estaduais de Desestatização (PED) em 1996 no âmbito do PND. Os PEDs previram a criação de procedimentos de antecipação de recursos aos Estados por conta de

⁴ O que ocorreu apesar da existência de um consenso quanto à necessidade de se criar um arcabouço regulatório anterior à privatização de empresas estatais que prestam serviços de utilidade pública sob regime de monopólio natural, caracterização essa que se aplica às distribuidoras de eletricidade, e quanto à maior facilidade de se iniciar a privatização a partir de empresas cuja atividade pode potencialmente ocorrer em ambiente competitivo, como era o caso das geradoras

futuras privatizações⁵, o que viabilizou, então, a privatização das distribuidoras de eletricidade. Por outro lado, o aumento da atratividade das distribuidoras de eletricidade para o setor privado exigiu que essas fossem “preparadas” para venda, o que, no Brasil, foi denominado de “ajustes prévios”⁶.

Vale frisar que as privatizações ocorreram num contexto em que se detectou nelas um poderoso instrumento de ajuste fiscal, em uma conjuntura em que a estabilidade econômica e a austeridade fiscal do Estado passaram a nortear a política econômica. O desenho dos editais de privatização e dos contratos de concessão resultou da busca pela obtenção do maior ágio nos leilões. O objetivo de maximizar a precificação dos ativos pelos potenciais investidores foi uma das causas pelas quais não se separou a concessão de distribuição a ser regulada da empresa leiloada. A percepção de potenciais ganhos em atividades correlacionadas ao negócio de distribuição foi, pois, estimulada naquele momento. Por outro lado, não foi objeto de preocupação, então, a forma como uma empresa titular de uma concessão de distribuição viria a ser regulada, tanto é que a primeira distribuidora (ressalta-se, com ativos de geração) a ser privatizada o foi antes da criação da agência reguladora.

De toda maneira, as privatizações se consagraram por reduzir a dívida pública, aumentar a competição na economia, recuperar os investimentos e desenvolver o mercado de capitais e por resultar em ganhos fiscais permanentes (Pinheiro, 1999; Carvalho, 2001), entretanto, um dos principais argumentos conceituais a favor das privatizações é de que essas resultariam numa melhoria da governança empresarial nas empresas privatizadas (Mello Junior, 2000).

De fato, estudos empíricos que fazem um balanço dos efeitos das privatizações brasileiras sobre alguns indicadores de performance, lucratividade, entre outros indicam que a

⁵ Leal (1998) lembra que foi criado um fundo rotativo, com alocação inicial de R\$ 1,3 bilhão, para adiantamento de recursos aos estados comprometidos com a venda de seus ativos. O instrumento através do qual os governos estaduais aderiram às operações de adiantamento foi denominado de “Convênio de Apoio ao Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais” (PEPE). Abarca, Faria, Fernandes e Gomes (2002) recordam ainda que as operações de antecipação de recursos se enquadravam no Programa Federal de Apoio à Reestruturação e ao Ajuste Fiscal dos Estados.

⁶ Carvalho (2001) relaciona algumas preocupações abordadas nos ajustes prévios sofridos pelas estatais: 1) a necessidade de reorganização financeira visando capitalizar a empresa para elevar o valor de suas ações de modo a compensar os custos de reestruturação de seus passivos, podendo ser adotados procedimentos de aporte de capital, conversão de débitos em capital, seguida ou não de *write-offs* de ativos, consolidação de dívidas de curto prazo em empréstimos de longo prazo, redução das taxas e/ ou do principal do débito; 2) a obrigação de alteração de disposições estatutárias que contenham restrições à venda de ações ou ativos; 3) a resistência de acionistas, controladores ou minoritários, ao processo de desestatização sob a arguição de perdas com a alienação da parte estatal do empreendimento; 4) a busca pela otimização dos valores totais de venda das ações da empresa em questão, resultando em reestruturações societárias por meio de cisões e incorporações; e 5) outras medidas como: negociação com credores da empresa para a reestruturação de passivos, negociação de acordos de acionistas preexistentes, negociação com acionistas minoritários e reorganização da estrutura de capital (se possível, convertendo ações preferenciais em ordinárias).

privatização levou à substancial melhoria do desempenho das antigas estatais, observando-se indicadores como custos de mão-de-obra, custo de contratos de materiais e de serviços terceirizados, entre outros (Mota, 2003); vendas, lucro líquido, patrimônio líquido e investimento (Pinheiro, 1996); e indicadores de resultado, eficiência operacional, ativos, faturamento, entre outros (Anuatti-Neto *et alli*, 2002). Vale mencionar que o estudo elaborado por Mota (2003) se refere especificamente aos efeitos das privatizações dos setores de distribuição e geração de eletricidade.

Uma vez que se evidenciou, aproximadamente dez anos após as privatizações, uma crise financeira nas distribuidoras de eletricidade e a necessidade de essas renegociarem suas dívidas, o aspecto particular no debate acerca dos efeitos das privatizações das distribuidoras de eletricidade que interessa mais a esse trabalho é o papel da eficiência empresarial na gestão de sua dívida.

Pinheiro (1999) e Anuatti-Neto *et alli* (2002) e outros autores, mencionam que as empresas estatais enfrentavam o que se costumou chamar de *soft-budget constraint*, ou restrição orçamentária fraca. As empresas estatais operavam sob restrição fraca pois sabiam que podiam obter recursos para cobrir seus déficits da União ou dos estados (no caso das empresas estatais federais e estaduais, respectivamente). Já no caso das empresas privadas, uma vez que a relação entre despesas e receitas não pode ser tão facilmente relaxada, a gestão da dívida se torna ainda mais relevante. Neste sentido, o questionamento maior que a presente dissertação se propõe a abordar diz respeito ao papel exercido pelos grupos controladores privados sobre a administração da dívida das distribuidoras controladas, uma vez que as privatizações das distribuidoras de eletricidade favoreceram a entrada de fortes grupos estrangeiros do setor de energia no setor elétrico nacional. É interessante notar que a entrada desses grupos estrangeiros resultou na coincidência de dois fatores: a adoção por parte desses de uma estratégia de crescimento via internacionalização e a abertura do setor elétrico nacional por meio das privatizações.

O estudo da Cepal (2005), por exemplo, argumenta que as reformas estruturais dos anos 90 foram essenciais para atrair capital estrangeiro para o país, conforme consta a seguir (Cepal, 2005, p. 85):

“(…) en el período reciente, Brasil logró recuperar su condición de principal receptor de capital extranjero de América Latina y el Caribe. El programa de privatización fue el factor fundamental para la llegada de nuevos operadores internacionales a los servicios públicos y la infraestructura, que representan gran parte de la IED reciente. También fue importante la recuperación de la inversión extranjera directa en el sector manufacturero, estimulada por el nuevo potencial del mercado interno y favorecida por mejores condiciones macroeconómicas que se presentaron en los años noventa.”

Aponta, ainda, para o fato de que não só a política econômica brasileira, mas também a modificação dos marcos regulatórios setoriais (no Brasil, mas também em outros países do mundo) associada à busca por novos mercados resultaram em investimentos em ativos existentes em outros países (Cepal, 2005, p. 145):

“Durante la década de 1990 se llevaron a cabo profundas y extensas modificaciones de los marcos regulatorios de los mercados de la energía eléctrica y el gas natural. Estas transformaciones comenzaron en el Reino Unido y Estados Unidos, para luego continuar en la Unión Europea y extenderse a América Latina y el Caribe. Como consecuencia, muchas empresas abandonaron el ámbito local de sus operaciones para explorar mercados internacionales. Este proceso conllevó enormes montos de inversión extranjera directa (IED), principalmente para la compra de activos existentes. Este fue el instrumento más utilizado por las empresas transnacionales de energía para desarrollar su estrategia de expansión internacional y alcanzar posiciones de liderazgo en los mercados locales.” (p. 145)

De fato, como mencionam diversos autores (Abate *et alli*, 2001; Thomas, 2001; Hall, 2004 e Cepal, 2005), os grandes grupos privados do setor de energia no mundo adotaram uma estratégia de crescimento baseada na aquisição de ativos com a liberalização dos mercados. No caso dos grupos europeus, a consolidação do mercado interno europeu e o aumento da concorrência com a liberalização de seus mercados de eletricidade e de gás em esfera não mais nacional, mas continental, fez com que houvesse uma concentração inicial do mercado de energia por meio fusões e aquisições em âmbitos nacionais. Em uma segunda fase, iniciou-se, então o processo de internacionalização dessas empresas fora das fronteiras da União Européia.

Vale notar que as empresas que decidiram pela internacionalização de suas atividades tendo como alvo as privatizações em países na América Latina e Caribe eram, em sua maioria, empresas de tamanho médio que viram na internacionalização um mecanismo de subsistência. Tal foi o caso de algumas empresas estatais da Europa Mediterrânea (Endesa, Eletricidade de Portugal, Électricité de France) e algumas empresas americanas que operavam localmente nos Estados Unidos (como AES). O objetivo que essas empresas procuraram alcançar ao adquirirem ativos no Cone Sul foi o acesso ao mercado. Quando iniciaram o seu ciclo de investimentos, esses grupos tinham expectativas de alta rentabilidade em função do baixo consumo per capita, das previsões de crescimento das economias latino-americanas (Cepal, 2005). Essa estratégia de diversificação na esfera internacional encontrou, contudo, uma barreira na crise energética que ocorreu em âmbito mundial e nas crises cambiais vivenciadas por países da América Latina. Verificou-se, como resposta, um esforço no saneamento financeiro das filiais no continente e, no caso dos grupos que diversificaram suas atividades, um retorno ao setor de maior relevância para esses grupos, o setor elétrico (Cepal, 2005). Destarte, sob essa linha de argumentação, entende-se que a situação crítica do

endividamento das distribuidoras decorreu de uma expectativa de realização de resultados que não se concretizou.

É, contudo, possível detectar outra linha de argumentação que aponta para o por quê de os grupos controladores terem permitido que suas distribuidoras controladas chegassem a esse nível crítico de endividamento, que parte do princípio que esses grupos identificaram na regulação em fase de implementação à época um espaço para crescer onerando as concessões de distribuidoras. Sendo o serviço de distribuição de eletricidade um serviço regulado, a remuneração das distribuidoras resulta da fixação do nível tarifário pelo ente regulador, no caso brasileiro, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A Lei das Concessões de 1995 prevê, contudo, uma cláusula que assegura ao concessionário o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Portando-se, contudo como “distribuidoras plataformas” (Tolmasquim *et alli*, 2003), essas empresas poderiam comprometer sua saúde financeira na aquisição de outras empresas não relacionadas à atividade de distribuição, estando, em tese, resguardadas pela possibilidade de aumento nas tarifas. De fato, verificou-se no setor elétrico uma rápida expansão dos novos grupos controladores das empresas privatizadas levando à dominação de uma boa parte do mercado elétrico brasileiro por grupos privados estrangeiros. Subentende-se, todavia, que tal expansão se deu num contexto em que a legislação setorial e no país permitiu e, às vezes, como será visto em maiores detalhes no próximo capítulo, estimulou esse comportamento. Sob essa ótica preocupa, entretanto, o fato de que esses grupos tendem a seguir uma lógica que observa suas estratégias globais, não se resumindo, assim, aos interesses de suas empresas no Brasil.

Ainda sob o enfoque dessa linha de argumentação, outro fator que pode influenciar a eficiência na gestão do endividamento é o uso do capital de terceiros na tentativa de aumentar o retorno dos investidores⁷. Os *intercompany loans*, empréstimos contratados pelas empresas controladas brasileiras junto a seus controladores ou outras empresas relacionadas (que serão abordados em maiores detalhes em outro momento), para Tolmasquim *et alli* (2003), podem ter sido utilizados como forma alternativa ao pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio para o envio de recursos para as matrizes. Para tanto bastaria que a controladora cobrasse uma remuneração sobre esse empréstimo superior às praticadas no mercado (ao seu custo de captação). Para os autores, mesmo os aumentos da dívida não totalmente

⁷ Ressalta-se todavia, que existe um limite ao uso do financiamento com recursos de terceiros para gerar benefícios fiscais (pagamentos de juros sobre financiamentos são dedutíveis para apuração de imposto devido, o que incentiva o aumento da participação de capitais de terceiros na estrutura de capital): os custos associados à falência, que reduzem a atratividade do emprego de capital de terceiros. Para maiores detalhes, consultar Ross *et alli* (1998).

relacionados ao negócio da concessão, poderiam contribuir para pressionar a ANEEL pela elevação do nível tarifário.

Independentemente⁸ de os grupos controladores terem adotado uma estratégia “oportunista” ou meramente se endividado acreditando que colheriam os frutos de seus investimentos, fato é que em 2003 muitas distribuidoras se encontravam sem capacidade de fazer jus ao pagamento de suas dívidas. A presente dissertação visa, assim, analisar a evolução do endividamento das distribuidoras privadas no período de 1997 a 2004 considerando sobre essa evolução a influência da estrutura de controle, ou seja, verificar se existe algum padrão na gestão da dívida de distribuidoras do mesmo grupo econômico e se essa gestão faz parte de alguma estratégia de expansão ou puramente de administração financeira do grupo econômico. No âmbito da estrutura de controle se torna relevante verificar se a capacidade de alavancagem das distribuidoras individuais condicionou as estruturas societárias dos grupos econômicos; e mais, se a saúde financeira de distribuidoras de um mesmo grupo, em termos de grau de alavancagem e adequação dessa com a capacidade operacional da empresa, diferiu em função das capacidades de endividamento individuais. Outro aspecto relevante diz respeito ao questionamento sobre como a entrada de grupos estrangeiros pode ter alterado a estratégia do endividamento das distribuidoras, uma vez que esses grupos apresentam um maior acesso a recursos que não os nacionais.

Para tanto, analisar-se-á a evolução ao longo do período de alguns indicadores financeiros e de algumas características do endividamento das distribuidoras buscando identificar padrões comuns de gestão da dívida nas distribuidoras pertencentes ao mesmo grupo de controle. Além disso, buscar-se-á, também por meio do acompanhamento de outros indicadores, verificar o quão relevante foram os recursos de cada distribuidora para o seu grupo e seus acionistas e se esses últimos aportaram recursos nas empresas.

Não obstante da análise sobre a evolução do endividamento das distribuidoras de eletricidade sob a ótica de seu grupo de controle, será merecedora de atenção a evolução da forma de atuação da agência reguladora. Considerando o quadro de crise financeira em que se encontravam as distribuidoras de eletricidade em 2003, resta verificar qual foi o posicionamento da ANEEL face à deterioração da situação financeira dessas.

⁸ A busca pela compreensão da motivação que levou os grupos controladores a permitirem o excessivo endividamento das distribuidoras não constitui, contudo, objeto da análise proposta por esta dissertação.

Uma vez que não há dúvida de que questões de caráter estrutural e conjuntural desempenharam um papel relevante na evolução do endividamento das distribuidoras, a presente dissertação, que está dividida em quatro capítulos além desta introdução, abordará no capítulo 1 justamente os condicionantes estruturais e conjunturais do desempenho operacional e financeiro das distribuidoras. O capítulo 2 mencionará alguns trabalhos recentes que versaram sobre o desempenho das distribuidoras de eletricidade no período pós-privatização; exporá também a metodologia de análise utilizada por este trabalho bem como suas restrições; e identificará as empresas que compõem a amostra analisada. O capítulo 3, por sua vez, descreverá a atuação dos grupos econômicos presentes no setor de distribuição de eletricidade no período analisado e trará a análise empírica do endividamento das distribuidoras no contexto desses grupos. O capítulo 4 exporá as conclusões desta dissertação e algumas considerações finais.

CAPÍTULO I – DOS CONDICIONANTES DO DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS NO PERÍODO PÓS-PRIVATIZAÇÕES

O presente capítulo se propõe a analisar, em maiores detalhes, os fatores que condicionaram desempenhos distintos das distribuidoras de eletricidade. Tendo em vista que as empresas em questão atuam em mercados distintos e que a reforma do setor elétrico da década de 90 afetou cada uma delas de maneira específica, é necessário que se considere essas diferenças nas condições de partida para se compreender, num segundo momento, a evolução de suas estruturas de endividamento. Trata-se, pois, de demonstrar que a situação do endividamento das distribuidoras, que será objeto de análise nos próximos capítulos, não pode ter resultado unicamente da adoção de uma estratégia de gestão financeira por seu grupo econômico. Ou seja, que diversos fatores alheios à gestão desses grupos econômicos influenciaram, entretanto, o endividamento de suas distribuidoras de eletricidade no Brasil.

1.1 - Os monopólios territoriais

A atividade de distribuição de energia tem características de monopólio natural, visto que seus custos são decrescentes, na medida em que se aumenta a escala de produção⁹. Assim, torna-se socialmente desejável que um mercado específico seja servido por uma única firma. Por outro lado, se o mercado em questão não for contestável¹⁰, a regulamentação se faz necessária para coibir abusos monopolistas e garantir a qualidade dos bens e serviços (Gomes, 1998).

Nesse sentido, o mercado de distribuição é um mercado regulado, delimitado territorialmente, de modo que não há mais de uma distribuidora servindo no mesmo território. No Brasil isso significa, contudo, que existem distribuidoras que atendem a regiões cuja grande parte da demanda é industrial (a exemplo de São Paulo), outras que apresentam um elevado número de consumidores de baixa renda (como as distribuidoras de Minas Gerais), outras que necessitam de elevados investimentos na rede para atingir as metas de universalização (as distribuidoras do Nordeste).

⁹Além desse benefício de economia de escala, Baumol, Panzer e Willig (1982) identificam na “sub-adição de custos” a razão para uma sociedade ser mais bem servida economicamente por uma firma monopolística. Para maiores detalhes, consultar Gomes (1998).

¹⁰ Um mercado contestável, para um produto, é aquele em que não há barreiras à entrada ou à saída, em que todas as empresas, incumbentes e potenciais, dispõem de mesma tecnologia de produção, e em que a produção seja eficiente. O mercado de distribuição não pode ser considerado como sendo um mercado contestável, a começar, pelos elevados custos irrecuperáveis que constituem uma barreira à saída.

Em 1998, quando a maior parte das privatizações no segmento de distribuição já haviam sido concluídas, os mercados regionais tinham as características que constam na tabela a seguir:

Tabela 1.1 – Segmentação Regional de Mercado em 1998

	Nº de Consumidores (mil)	MWh	Faturamento (R\$ mil)
Sul	19,59%	17,29%	19,83%
Sudeste	53,09%	70,32%	64,18%
Centro-Oeste	3,31%	2,44%	3,20%
Norte	2,41%	0,61%	0,94%
Nordeste	21,61%	9,34%	11,86%
S - SE - CO	75,98%	90,05%	87,20%
N - NE	24,02%	9,95%	12,80%
Brasil	30.569.557	213.515.531	21.458.748

Fonte: Tolmasquim *et alli* (2003)

Percebe-se, assim, que, se por um lado as regiões Norte e Nordeste concentravam 24% dos consumidores do país, o faturamento das distribuidoras dessas regiões não chegava nem a 13% do total do país. Por outro lado, a energia consumida nessa região era ainda inferior a 10% do total consumido no país.

O fato de o número de consumidores ser inferior nas regiões Norte e Nordeste deriva da maior concentração populacional existente nas regiões mais ricas, desenvolvidas e industrializadas (regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste). As razões para o faturamento ser, contudo, proporcionalmente menor podem ser duas: as regiões apresentam as menores tarifas médias no país (tabela 1.2) e nessas regiões deve haver mais consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores de baixa renda (cuja tarifa de fornecimento é a mais baixa entre todas as classes). E do fato de se tratar das regiões menos povoadas e industrializadas deriva a característica de apresentarem, proporcionalmente, uma menor quantidade de energia distribuída.

Tabela 1.2 – Tarifa média regional e Brasil (R\$/MWh)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Norte	70,41	76,39	84,02	92,91	99,91	117,27	130,11	167,99
Nordeste	73,85	78,37	85,23	94,17	105,53	115,98	136,58	161,25
Sudeste	82,36	87,06	97,62	112,24	127,28	145,76	179,77	205,90
Sul	88,46	91,90	99,14	109,44	126,16	111,39	167,39	195,76
Centro - Oeste	97,59	101,59	111,15	124,00	140,44	155,95	181,02	213,57
Brasil	82,16	86,57	95,86	108,50	122,88	143,05	167,15	194,75

Fonte: ANEEL (www.aneel.gov.br).

Elaboração própria.

É possível apresentar alguns indicadores e calcular alguns múltiplos que evidenciem as diferenças de condições enfrentadas pelas distribuidoras em seus mercados. A tabela 1.3 apresenta o número de consumidores por distribuidora (por ordem decrescente em 2001). Com base nessa é possível verificar que a CEMIG, a distribuidora estatal que atende a 96% do território do estado de Minas Gerais, é a empresa que atende ao maior número de consumidores. Verifica-se, também, que a Eletropaulo detinha essa posição até sua privatização, em 1998, quando essa, junto com as demais empresas do setor elétrico estadual paulista, passou por uma reestruturação de suas atividades. É, assim, possível constatar que as três distribuidoras com maior número de consumidores em 2001 atendiam a cidades nos estados mais industrializados do país.

No que tange, contudo, aos consumidores industriais nota-se que a reforma do setor elétrico, que será abordada em maiores detalhes adiante, previu a criação da figura do consumidor livre, que, a partir de julho de 2000, passou a englobar os clientes já existentes com contratos de demanda igual ou superior a 3MW, alimentados em tensão igual ou superior a 69kV, bem como os novos consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW, alimentados em qualquer nível de tensão, ou seja, primordialmente os consumidores industriais. A perda de alguns consumidores que a partir de então se enquadrariam na categoria de consumidor livre passou a constituir mais uma variável para afetar mais acentuadamente o resultado operacional das distribuidoras das regiões mais industrializadas.

Tabela 1.3 – Número de consumidores por distribuidora

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Cemig (MG)	4.084.556	4.271.282	4.472.251	4.678.141	4.915.724	5.142.740	5.415.324
Eletropaulo (SP)	5.840.300	6.100.442	nd	4.397.775	4.469.823	4.631.683	4.742.336
Light (RJ)	2.652.956	2.761.588	2.974.156	3.065.677	3.150.861	3.312.535	3.231.734
Coelba (BA)	2.238.416	2.294.618	2.374.576	2.506.354	2.690.560	2.906.548	3.128.873
Copel (PR)	nd	nd	2.587.273	2.679.749	2.751.404	2.838.065	2.938.010
CPFL (SP)	2.244.539	2.335.294	2.446.341	2.531.351	2.628.000	2.742.198	2.890.394
Celpe (PE)	nd	nd	nd	1.794.805	1.910.929	2.001.348	2.121.317
Coelce (CE)	1.229.878	1.313.095	1.394.721	1.506.162	1.652.174	1.793.272	1.917.730
Celesc (SC)	nd	nd	1.516.518	1.577.778	1.638.067	1.712.696	1.773.000
Elektro (SP)	nd	nd	nd	1.521.853	1.578.739	1.599.857	1.718.544
Cerj (RJ)	1.207.113	1.217.197	1.341.127	1.453.226	1.558.607	1.582.251	1.691.646
Bandeirante (SP)	nd	nd	nd	2.022.359	2.086.282	2.168.806	1.141.960
RGE (RS)	nd	nd	871.300	901.441	938.172	453.885	993.793
Celpa (PA)	nd	nd	nd	832.902	927.108	997.024	991.781
AES Sul (RS)	nd	nd	836.202	861.255	900.265	924.559	947.563
Escelsa (ES)	686.066	722.076	750.410	789.305	826.539	864.793	921.975
Cosern (RN)	571.084	588.140	593.701	626.368	652.206	688.337	745.402
Cemat (MT)	448.655	469.824	498.326	516.475	539.015	578.453	625.625
Enersul (MS)	450.722	466.667	480.385	494.675	517.530	541.506	572.885
Energipe (SE)	nd	nd	nd	599.308	382.340	382.869	403.155
Total	21.654.285	22.540.223	23.137.288	35.356.960	36.714.345	37.863.424	38.913.045

Fonte: Tolmasquim *et alli* (2003)
Elaboração própria.

As tabelas 1.4 e 1.5, a seguir, apresentam os múltiplos faturamento líquido por consumidor e energia vendida por consumidor (ambos por ordem decrescente em 2001), também com intuito de demonstrar que as realidades que as distribuidoras enfrentam em cada monopólio territorial são distintas.

Tabela 1.4 – Faturamento líquido por consumidor (R\$ mil)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bandeirante (SP)	nd	nd	nd	813	858	1.035	2.040
AES Sul (RS)	nd	nd	271	633	684	803	1.335
Eletropaulo (SP)	650	704	nd	791	864	1.000	1.241
Light (RJ)	469	573	620	674	746	877	1.184
CPFL (SP)	435	549	601	646	733	832	1.057
Cemat (MT)	345	463	533	604	695	795	1.010
Escelsa (ES)	386	464	560	580	633	740	941
Elektro (SP)	nd	nd	nd	338	610	736	914
Celpa (PA)	nd	nd	nd	466	482	571	818
Enersul (MS)	338	372	448	483	528	598	813
RGE (RS)	nd	nd	244	550	601	706	810
Cerj (RJ)	300	382	446	519	540	660	787
Cemig (MG)	361	449	492	533	582	605	777
Celesc (SC)	nd	nd	520	531	569	648	764
Energipe (SE)	nd	nd	nd	406	406	464	667
Cosern (RN)	191	269	342	379	403	511	626
Coelba (BA)	207	284	313	346	356	391	474
Celpe (PE)	nd	nd	nd	334	354	410	473
Coelce (CE)	213	281	320	339	349	390	469
Copel (PR)	nd	nd	464	496	556	658	326
Média				523	577	672	876

Fonte: Tolmasquim *et alli* (2003)

Tabela 1.5 – Energia vendida por consumidor (MWh)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bandeirante (SP)	nd	nd	nd	11,36	10,57	10,13	15,92
AES Sul (RS)	nd	nd	7,32	7,33	7,55	7,94	7,59
Celesc (SC)	nd	nd	6,72	6,75	6,83	7,01	7,00
Eletropaulo (SP)	9,33	9,04	nd	8,09	7,92	8,08	6,85
Light (RJ)	7,95	7,81	7,70	7,75	7,55	7,18	6,46
CPFL (SP)	7,05	7,14	7,38	7,40	7,25	7,37	6,35
Cemig (MG)	7,77	7,80	7,82	7,64	7,25	7,30	6,33
Escelsa (ES)	8,54	8,38	8,53	7,48	7,31	7,47	6,28
Copel (PR)	nd	nd	5,50	5,58	5,70	6,20	6,13
RGE (RS)	nd	nd	2,23	5,55	5,58	5,92	5,80
Elektro (SP)	nd	nd	nd	4,21	6,82	7,01	5,77
Cemat (MT)	4,46	4,54	4,78	5,22	5,28	5,43	4,80
Enersul (MS)	4,85	5,04	5,20	5,07	5,02	5,18	4,61
Energipe (SE)	nd	nd	nd	2,89	4,53	4,67	4,12
Cerj (RJ)	4,78	4,71	4,79	4,96	4,88	4,62	3,95
Cosern (RN)	3,32	4,30	3,81	4,02	4,08	4,03	3,48
Celpe (PE)	nd	nd	nd	3,85	3,66	3,71	3,19
Coelba (BA)	3,41	3,53	3,54	3,62	3,39	3,36	2,84
Coelce (CE)	3,28	3,36	3,41	3,57	3,45	3,27	2,82
Celpa (PA)	nd	nd	nd	3,86	1,66	1,68	1,46
Média				5,81	5,81	5,88	5,59

Fonte: Tolmasquim *et alli* (2003)

A tabela 1.4 indica claramente que as distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste têm maior faturamento por consumidor, o que corrobora o fato de as tarifas médias nas regiões Norte e Nordeste serem inferiores. Já a tabela 1.5 revela que os consumidores das regiões mais ricas, principalmente Sudeste e Sul, são as regiões mais energo-intensivas.

Por fim, ainda no que tange às diferenças nos condicionantes ao desempenho das distribuidoras que derivam da questão do monopólio natural territorial, é importante que seja mencionado o Tratado de Itaipu, firmado em 1973, segundo o qual toda a energia produzida por Itaipu e não utilizada pelo Paraguai deveria ser adquirida pelas concessionárias distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, sendo a cotação da energia feita em dólares norte-americanos. Deste modo, certas distribuidoras têm que arcar com as possíveis elevações dos custos, resultantes de desvalorizações cambiais, como o que ocorreu com a desvalorização cambial de 1999¹¹.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica¹², a energia gerada em Itaipu é repassada pela Eletrobrás às distribuidoras (e geradoras) cotistas de Itaipu, que são: AES-Sul, AES-Tietê (geração), CEB, CEEE, CELESC, CELG, CELTINS, CEMAT, CEMIG, CERJ, CESP, COPEL Distribuição, CPFL Paulista, Duke Paranapanema (geração), Elektro, Eletropaulo, Enersul, Escelsa, Furnas (geração), Light, Piratininga e RGE. Em 2004, a potência de Itaipu foi contratada de acordo com a seguinte tabela:

¹¹ Ressalta-se que, pelo mesmo princípio, as valorizações cambiais reduziriam os valores referentes à energia adquirida de Itaipu.

¹² Instituição que veio a substituir o MAE, e que é o âmbito onde “se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste” (para maiores informações, consultar www.ccee.org.br).

Tabela 1.6 – Quotas-Partes para Rateio da Potência Contratada da Itaipu (2004)

CONCESSIONÁRIA	QUOTAS-PARTES
ELETROPAULO (SE)	17,22%
CEMIG (SE)	16,93%
LIGHT (SE)	11,59%
CPFL (SE)	7,89%
COPEL (S)	6,37%
BANDEIRANTE (SE)	5,65%
PIRATININGA (SE)	5,36%
CELESC (S)	4,37%
ELEKTRO (SE)	4,30%
AES-SUL (S)	2,87%
CERJ (SE)	2,85%
CEEE (S)	2,54%
ESCELSA (SE)	2,48%
CELG (SE)	2,25%
RGE (S)	2,09%
CEB (SE)	1,32%
ENERSUL (S)	1,01%
CGEEP (SE)	0,87%
CEMAT (SE)	0,74%
CESP (SE)	0,56%
CGEET (SE)	0,35%
FURNAS (SE)	0,33%
CELTINS (SE)	0,05%
SUDESTE (SE)	80,75%
SUL (S)	19,25%

Fonte: ANEEL

1.2 - O novo arranjo setorial

Com relação aos condicionantes regulatórios e institucionais, é importante que se mencione que o setor elétrico brasileiro apresentava a partir de meados da década de 80 um quadro de crise financeira resultando em obras paralisadas, custos em rápido crescimento e deterioração na qualidade dos serviços elétricos. Essa crise financeira espelhava o endividamento e a falta de estabilidade econômica vivida pelo país até o início da década de 90.

Vale aqui mencionar que o início dos anos 90 foi marcado pela re-inserção das economias periféricas ao mercado internacional de capitais e que essa re-inserção só ocorreu pelo fato de o FMI e do Banco Mundial condicionarem seus empréstimos à execução das reformas institucionais. Assim, muitos países viram nos processos de privatização previstos nessas reformas uma chance de re-equilibrarem seus balanços de pagamentos, visto que a estabilização da economia era uma das metas determinadas pelas instituições de fomento.

Nesse sentido é possível atribuir ao início das reformas do setor elétrico, que será denominado nesta dissertação de “modelo do governo FHC”¹³, à necessidade de se aumentar a participação do setor privado no financiamento dos investimentos. Para atrair o capital privado era preciso desverticalizar a indústria, introduzir pressões competitivas, garantir o acesso às redes de transmissão e de distribuição (para que os geradores e comercializadores possam vender energia diretamente a consumidores industriais e para que, em um segundo momento, os consumidores residências possam deixar de ser cativos), implementar a desconcentração industrial (para que as condições de concorrência sejam iguais), definir um regime tarifário, criar um órgão regulador (para arbitrar os problemas que surgirem entre os agentes), criar um mercado atacadista (para possibilitar a comercialização da energia e a sinalização de preços, orientando os investimentos dos agentes privados).

Além disso, seguindo a experiência de outros países que reestruturaram seus setores de infra-estrutura¹⁴, uma das metas do processo de reestruturação era o de privatizar empresas estatais sob a justificativa do diagnóstico da ineficiência do Estado na gestão dessas. Todavia, conforme exposto anteriormente, no caso brasileiro, existiu também o objetivo de obtenção de recursos, com as privatizações, para a redução da dívida pública, seja em âmbito federal como em âmbito estadual, de modo que a busca pela eficiência não foi o único norte do processo.

Além das privatizações de distribuidoras de eletricidade promovidas durante o modelo do governo FHC (duas distribuidoras federais e dezessete distribuidoras estaduais entre os anos de 1995 e 2000), conforme apresentado na tabela 1.7 a seguir, o desenho do modelo para o setor elétrico priorizou a busca pela eficiência no gerenciamento das empresas que o compõem, procurando, assim, introduzir pressões competitivas nos segmentos de atacado e geração. Os principais elementos introduzidos para atingir esse objetivo foram a criação do mercado atacadista, gerenciado por um operador independente do sistema elétrico, e o desenvolvimento de uma legislação de livre acesso às redes de distribuição e transmissão (Anuatti-Neto e Hochstetler, 2002).

¹³ Modelo de reforma do setor elétrico implementado pelo governo Fernando Henrique Cardoso entre os anos 1995 e 2002.

¹⁴ Tanto países desenvolvidos como a Inglaterra quanto os em desenvolvimento como Chile (precursor na América Latina, tendo iniciado suas reformas setoriais e privatizações ainda no início dos anos 80) e Argentina.

Tabela 1.7 – Os vencedores dos leilões de privatização das distribuidoras

Empresa	Estado	Compradores	Nacionalidade dos Compradores
Escelsa	ES	GTD Participações (11 fundos de pensão): 50%; Ivens S.A. (Bancos Pactual, Nacional. Bozano Simonsen e Icatu): 50%	Brasil: 100%
Light	RJ	AES: 20,3%; Houston Industries: 20,3%; EDF: 20,3%; BNDESPAR: 16,4%; CSN: 13,0%; Outras: 9,7%	Brasil: 39,1%; EUA: 40,6%; França: 20,3%
CERJ	RJ	EDP: 30,0%; Empresa Electrica de Panamá: 30,6%; Endesa Desarrollo: 10,0%; Sociedade Panameña de Eletricidade: 29,4%	Portugal: 30%; Espanha: 10%; Chile: 60%
Coelba	BA	Consórcio Guaraniana: Iberdrola: 39%; Brasilcap: 48%; Outros fundos de pensão: 13%	Brasil: 61%; Espanha: 39%
CEEE-Norte-NE (RGE)	RS	Consórcio VBC (Votorantim, Bradesco, Camargo Correa): 33,3%; Previ: 33,3%; Community Energy Alternatives: 33,3%	Brasil: 66,7%; EUA: 33,3%
CEEE-Centro-Oeste (AES-Sul)	RS	AES Corporation: 100%	EUA: 100%
CPFL	SP	Consórcio VBC (Votorantim, Bradesco, Camargo Correa): 45,32%; Fundos de pensão: 54,68%	Brasil: 100%
Enersul	MS	Magistra Participações (Escelsa): 100%	Brasil: 100%
Cemat	MT	Vale Paranapanema (Grupo Rede): 65%; Inepar: 35%	Brasil: 100%
Energipe	SE	Catleo (Cia. Força Luz Cataguazes -Leopoldina): 65%; Uptick Participações (fundos de pensão): 35%	Brasil: 100%
Cosern	RN	Coelba: 62,7%; Guaraniana (Iberdrola); Brasilcap e outros fundos de pensão): 31,4%; Uptick Participações (fundos de pensão): 5,9%	Brasil: 87,8%; Espanha: 12,2%
Coelce	CE	Consórcio Distriluz: Enersis Chilectra: 26,0%; Endesa: 37,5%; Cerj: 36,5%	Brasil: 36,5%; Chile: 26,0%; Espanha: 37,5%
Eletropaulo	SP	Light: 100%	Brasil: 100%
Celpa	PA	QMRA Participações S.A.: Grupo Rede: 65%; Inepar: 35%	Brasil: 100%
Elektro	SP	Enron International: 100%	EUA: 100%
Bandeirante	SP	CPFL: 44%; EDP: 56%	Brasil: 44%; Portugal: 56%
Celpe	PE	ADL Energy S.A. (Iberdrola): 68%; Previ: 20%; BB - Banco de Investimento S.A.: 12%	Brasil: 32%; Espanha: 68%
Cemar	MA	Pensylvania Power & Light: 100%	EUA: 100%
Saelpa	PB	Catleo (Cia. Força Luz Cataguazes -Leopoldina): 100%	Brasil: 100%

Fonte: BNDES, elaboração própria

Por outro lado, o marco regulatório e institucional¹⁵ criado por esse modelo acabou transferindo completamente à iniciativa privada a responsabilidade pela expansão do sistema elétrico, uma vez que o Estado se absteve inclusive da função de planejamento. Essa opção, conforme apresentado por Correia *et alli* (2005), levou a um aumento das incertezas em função da falta de sinalizações claras ao investidor sobre os custos de expansão do sistema, os

¹⁵ O novo modelo do governo FHC previu a criação de novos agentes, além dos tradicionais geradores, transmissores e distribuidores, visando viabilizar a introdução de pressões competitivas, a saber: a Agência Nacional de Energia Elétrica (**ANEEL**), órgão regulador responsável principalmente por fiscalizar o cumprimento dos contratos de concessão, efetuar as revisões e reajustes tarifários, e mediar conflitos de interesse entre consumidores, agentes privados e governo; o Operador Nacional do Sistema (**ONS**), responsável pela otimização do sistema elétrico interligado, considerando todos os agentes envolvidos; o **Comercializador**, responsável pela compra e venda de energia elétrica a Distribuidores ou Consumidores Livres, com preços livremente negociados entre as partes; o **Autoprodutor**, autorizado pela ANEEL a produzir, de forma individual ou consorciada, energia elétrica para uso próprio, podendo fornecer o excedente às concessionárias de energia elétrica e/ ou ao MAE; o **Produtor Independente**, que produz energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção, por sua conta e risco; o **Consumidor Livre**, consumidor que adquire energia elétrica de qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos; e o Mercado Atacadista de Energia (**MAE**) que foi estabelecido com a finalidade de realizar todas as transações de compra e venda de energia dos sistemas interligados, não negociados através de contratos bilaterais.

preços de energia, o que resultou na falta de investimento em geração, culminando no racionamento de energia em 2001 (que será abordado mais adiante). Para as distribuidoras, além das incertezas vinculadas ao monopólio territorial (liberação de consumidores industriais, inclusão de consumidores residenciais na categoria baixa renda e cumprimento de metas de universalização), o modelo do governo FHC teve influência sobre seu desempenho financeiro em razão de mais três aspectos: a liberalização dos contratos iniciais, a regulação tarifária das distribuidoras e o limite de auto-contratação entre distribuidoras e geradoras pertencentes ao mesmo grupo econômico.

Os contratos iniciais são contratos bilaterais de longo prazo firmados entre empresas geradoras e distribuidoras de energia, baseados nas capacidades de geração e nas demandas de carga programadas até dezembro de 2005, com preços fixados pela ANEEL, que deveriam permitir uma transição, sem maiores problemas, entre o regime anterior de preços administrados e o regime de preços estabelecidos livremente pelas negociações entre os agentes de mercado. Desse modo, apenas a quantidade de energia não empenhada nesse tipo de contrato poderia ser comercializada, inicialmente, livremente no MAE, ou por meio de contratos bilaterais. Em 1998 praticamente toda a energia elétrica produzida no país estava comprometida nos contratos iniciais.

É relevante salientar que o MAE teve cinco anos para se estabelecer, estando inicialmente previsto que só entraria plenamente em operação em janeiro de 2006, quando venceriam os contratos iniciais. A partir dessa data, as novas centrais seriam capazes de negociar livremente sua energia com consumidores livres e distribuidoras. O prazo de liberação dos contratos iniciais considerou que essa ocorresse de forma gradual, a uma razão de 25% ao ano, iniciando com 25% em 2003 e concluindo com 100% em 2006.

O MAE, contudo, não iniciou suas operações conforme planejado. Como lembram Anuatti-Neto e Hochstetler (2002), a reforma brasileira buscou criar o MAE de forma consensual, com ampla participação dos agentes de mercado, o que, contudo, resultou em problemas de governança, em função dos conflitos de interesse enfrentados pelos agentes que compunham a assembléia que deveria criá-lo. Outra causa para a inoperância do MAE foi a ausência de procedimentos para resolver as disputas. No mais, os autores argumentam que, mesmo em suas tentativas de operação, o mercado não sucedeu em fornecer uma sinalização apropriada de preços para os investidores, o que, em última instância, contribuiu para o racionamento de energia em 2001, como veremos mais adiante. Considerando que os preços do MAE deveriam observar a otimização intertemporal dos usos dos recursos hídricos e do

sistema elétrico em geral, essa falha se deveu à utilização de variáveis inapropriadas no modelo de otimização utilizado pelo MAE para calcular o preço *spot*. Isso posto, verifica-se que as distribuidoras de eletricidade se depararam com um cenário de enorme incerteza, visto que no horizonte do ano de 2006, seu faturamento ficaria, direta ou indiretamente, à mercê do preço estabelecido pelo MAE¹⁶.

Com relação à regulação tarifária das distribuidoras de eletricidade, o modelo do governo FHC previu a instituição de tarifas incentivadas em contrapartida à regulação tarifária baseada no custo do serviço vigente até então¹⁷. Os regimes tarifários incentivados visam, principalmente, a obtenção de ganhos de eficiência que resultam da redução de custos, redução essa a ser repartida entre incumbentes (elevando sua margem, daí o incentivo) e sociedade. São várias as modalidades de regulação tarifária que incluem mecanismos de incentivo, a saber: por preço máximo (ou preço teto ou *price cap*), pela receita máxima (ou *allowed revenue*), pela transferência de custos não controláveis, pela partilha de excedente, ou por comparação. Na reforma brasileira, criou-se uma variante da regulação *price cap*.

Na regulação tarifária do tipo *price cap*, na fórmula de reajustes são fixadas metas plurianuais de ganho de produtividade de modo que qualquer redução real de custos mais acentuada que as metas possa ser apropriada pela concessionária. O preço é fixado pelo regulador por um determinado período, sofrendo reajuste de acordo com a variação de um índice de preços ao consumidor, menos uma taxa anual, o fator X, estabelecida pelo regulador, que corresponde a um ganho esperado de produtividade. O principal objetivo do fator X¹⁸ é, assim o de compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade resultantes do aumento da demanda dos consumidores do mercado e do crescimento do mercado¹⁹, previstos para os períodos futuros (entre as revisões).

¹⁶ Com a liberação dos contratos iniciais, as distribuidoras precisariam firmar novos contratos bilaterais com as geradoras ou com comercializadores, cujos preços, em última instância, refletiriam as expectativas em relação ao preço do MAE. Para que essas não ficassem sujeitas à volatilidade do preço *spot*, somente parte de sua contratação poderia ser feita diretamente no MAE.

¹⁷ A tarifação das distribuidoras de eletricidade, antes das reformas dos anos 90, se baseava no custo de serviço. Esse regime de tarifação tem como objetivo assegurar o reajuste de preços que permita o reembolso integral dos custos, assegurando a viabilidade econômica da firma e incentivando o investimento. Por criar incentivos ao investimento, esse regime de tarifação se adequa a fases de expansão dos sistemas, o que justificou a sua adoção quando o setor se tornou primordialmente estatal. Sabe-se, contudo, que esse regime afeta a eficiência econômica na medida em que: 1) cabe ao regulador determinar quais despesas e investimentos estão sujeitos a serem remunerados, e a ineficiência pode surgir em função da assimetria de informação; 2) não incentiva a manutenção de uma estrutura de custos transparente sendo que a definição de diversos níveis tarifários exige rateio de custos comuns; 3) há uma tendência à má alocação de recursos resultando do "efeito Averch-Johnson"; 4) na presença de ambientes inflacionários, a periodicidade dos reajustes tarifários aumenta; e 5) não há incentivo à redução de custos.

¹⁸ Na metodologia aplicada pela ANEEL, o fator X é decomposto em três fatores: o Xe (que é o foco desta argumentação, constituindo a principal parcela do fator X), o Xc (que incorpora a satisfação do consumidor com o serviço prestado por meio do IASC, que será abordado mais adiante) e o Xa (que resulta da diferença entre a variação do IGP-M e do IPCA para os componentes de mão-de-obra).

¹⁹ Para maiores detalhes, consultar Resolução ANEEL nº 55/2004.

No que concerne especificamente a variante da regulação tarifária do tipo *price cap* adotada pelo modelo brasileiro, a promoção da eficiência fica ainda mais dificultada pelo fato de essa forma de regulação se propor a garantir a viabilidade econômica e financeira da firma (cláusula que foi incluída nos contratos de concessões por ter sido considerada julgada necessária para que os investimentos na aquisição dos ativos à época da privatização se tornassem atrativos para o capital privado principalmente internacional). A regulação pelo preço teto tem a vantagem, em relação à regulação pelo custo de serviço, de reduzir o papel do regulador enquanto fiscalizador no que concerne à falta de incentivo que o regulado tem de revelar sua estrutura de custo. Entretanto, em função da cláusula referente ao equilíbrio econômico – financeiro, o arranjo brasileiro não se beneficia dessa vantagem, uma vez que o equilíbrios e os desequilíbrios econômico-financeiros precisam ser, no mínimo, acompanhados/ monitorados pelo regulador²⁰.

A regulação tarifária pelo preço teto é considerada um mecanismo incentivado uma vez que a empresa incumbente terá estímulo para melhorar sua eficiência, na medida em que ela pode se apropriar dos ganhos de eficiência aferidos além do fator X estipulado na última revisão tarifária. A empresa pode, contudo, adotar um comportamento oportunista antes da revisão tarifária, como argumenta Gomes (1998):

“Ao serem fixados os preços, as firmas se comportam estrategicamente tendo em vista as futuras revisões de preços. Dessa forma, a medida que a revisão de preços se aproxima, as empresas têm pouco estímulo para conter seus custos, para que o regulador fixe um menor “X” para o novo preço. Além disso, o regulador deve ficar atento para os padrões de qualidade dos serviços prestados, pois as empresas podem sacrificá-los de forma a abaixar os custos.”

No que tange, assim, ao papel do regulador no estímulo à manutenção da qualidade, a ANEEL criou um instrumento que pode afetar o nível tarifário das distribuidoras estabelecidos na revisão tarifária periódica, o IASC, Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor. A ANEEL apura, por meio de uma pesquisa realizada junto aos consumidores residenciais das 64 distribuidoras de eletricidade do país, o nível de satisfação desses. Esse índice impacta diretamente o fator “X”, aumentando-o, i.e. aumentando o desconto sobre o valor da tarifa, caso o nível de satisfação seja desfavorável e reduzindo-o, caso contrário²¹. Assim, a qualidade do serviço prestado ao consumidor residencial passou a condicionar o faturamento das distribuidoras e, logo, seu desempenho.

²⁰ Mesmo que a revisão tarifária se dê com base nos custos de uma empresa de referência, a ANEEL tem que exercer um papel bastante pró-ativo no acompanhamento da gestão financeira das distribuidoras, como poderá ser observado nos capítulos seguintes.

²¹ Para maiores detalhes, consultar o anexo II da Resolução Normativa da ANEEL Nº 55, de 5 de abril de 2004.

No que tange ainda, à questão das revisões periódicas, outra questão relevante consiste no fato de essas estarem vulneráveis à variação de custos exógenos, não controláveis pela firma. Segundo Gomes (1998):

“esse regime regulatório faz com que o risco não diversificável das companhias submetidas a ele se eleve, elevando seu custo de capital. Empresas com elevados custos fixos ficam submetidas ao risco de uma queda brusca de demanda, sem que seus custos possam ser reduzidos de forma significativa. Por outro lado, companhias com elevados custos variáveis, ficam fragilizadas com o risco de uma elevação brusca na demanda, uma vez que os custos deverão ser repassados ao consumidor somente no próximo período de revisão tarifária.”

O desenho da regulação do setor elétrico brasileiro, buscando amenizar o impacto da alteração de custos no período entre as revisões tarifárias, o *lag* regulatório²², sobre o resultado das distribuidoras, criou alguns mecanismos que merecem ser mencionados, a saber:

1. Os reajustes tarifários anuais, que protegem a concessionária da corrosão do processo inflacionário sendo-lhe permitida a apropriação de parte dos ganhos de eficiência econômica que vier a alcançar no período;
2. As revisões tarifárias extraordinárias, que podem ser solicitadas pelas concessionárias nos períodos de reajuste, sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão; e
3. A divisão dos custos das distribuidoras em Parcela A e Parcela B que são os custos não gerenciáveis e gerenciáveis, respectivamente. Os custos que compõem a parcela B são os custos operacionais, a remuneração e a depreciação dos investimentos. Já os custos não gerenciáveis que compõem a Parcela A são sempre repassados ao consumidor e neles estão incluídos o custo referente à compra de energia, os encargos setoriais e o transporte de energia. Assim, se houver um problema de desvalorização cambial, as distribuidoras que comprem energia de Itaipu, por exemplo, terão o direito de repassar esse aumento de custo para o consumidor.

No caso da elevação dos custos não gerenciáveis, contudo, persiste o problema do *timing*, no que diz respeito ao fato de a distribuidora ter de carregar a elevação de certos custos que compõem a Parcela A durante todo o período entre as revisões, comprometendo o seu resultado nesses anos.

²² Existem duas justificativas teóricas a favor do *lag* regulatório. A tarifação *price cap* pode promover eficiência econômica dinâmica na medida em que incita a inovação tecnológica quando essa é obtida entre os períodos de revisão tarifária periódica, visto que então ele é apropriado somente pela incumbente, daí serem um incentivo à promoção desse tipo de eficiência períodos mais longos entre as revisões da taxa de retorno. O *lag* regulatório também é necessário para evitar o sucateamento da infra-estrutura por garantirem o retorno de investimentos cujos prazos de maturação são mais longos.

Outro tipo de problema de *timing* também afeta o desempenho financeiro de cada distribuidoras de forma diferente: aquele que deriva do fato de as revisões tarifárias periódicas de cada uma delas ocorrerem em momentos distintos. No contrato de concessão da Escelsa, por exemplo, que foi a primeira distribuidora a ser privatizada, foi estabelecido que as revisões periódicas ocorreriam a cada 3 anos, diferentemente do que ocorreu com a Light, para quem a primeira revisão periódica ocorreu 8 anos após a privatização e as demais formas previstas para ocorrer a cada 4 anos. Para a maioria das distribuidoras, contudo, as revisões periódicas deveriam ocorrer a cada 5 anos, conforme consta na tabela 1.8.

Tabela 1.8 – Cronograma de algumas revisões tarifárias periódicas e lags regulatórios

	Data da Privatização	Data da Revisão	Número de anos (aprox.)
Escelsa	11/jul/95	14/jul/98	3
		08/ago/01	3
		07/ago/04	3
Light	21/mai/96	07/nov/03	7,5
CERJ	20/nov/96	31/dez/03	7
Coelba	31/jul/97	22/abr/03	6
AES Sul	21/out/97	19/abr/03	5
RGE	21/out/97	19/abr/03	5
CPFL	05/nov/97	08/abr/03	5
Enersul	19/nov/97	08/abr/03	5
Cemat	28/nov/97	08/abr/03	5
Energipe	03/dez/97	22/abr/03	5
Cosern	12/dez/97	22/abr/03	5
Coelce	04/fev/98	22/abr/03	5
Eletropaulo	15/abr/98	04/jul/03	5
Celpa	07/set/98	07/ago/03	5
Elektro	17/jul/98	27/ago/03	5
Bandeirante	16/set/98	23/out/03	5
Celpe	17/fev/00	30/mar/05	5
Cemar	15/jun/00	26/ago/05	5

Fonte: BNDES, ANEEL.
Elaboração própria.

Dependendo, assim, do momento das revisões, o impacto da alteração de certos custos não gerenciáveis se faz sentir mais ou menos em cada distribuidora.

Com relação aos limites de auto-suprimento estabelecidos pelo modelo do governo FHC, a criação desses foi necessária considerando-se a estrutura da indústria anterior. Antes das reformas da década de 90, a rede de distribuição pertencia à cerca de 30 empresas que

compravam seu suprimento de um único produtor, a Eletrobrás²³. Juridicamente, as empresas de distribuição eram de propriedade dos Estados da federação com a exceção da Light (Rio de Janeiro) e da Escelsa (Espírito Santo), que pertenciam ao grupo Eletrobrás. A iniciativa privada, por sua vez, tinha pouco espaço nesse modelo, detendo 24 empresas de distribuição que, contudo, supriam apenas 5% do mercado de eletricidade.

Entre as empresas de distribuição havia ainda 5 empresas que se destacavam por não limitarem suas atividades apenas à distribuição, mas por deterem conjuntamente 32% da capacidade de produção do parque elétrico brasileiro: CEEE (Rio Grande do Sul), CEMIG (Minas Gerais), COPEL (Paraná), CESP e Eletropaulo (São Paulo) (Pinto Junior, 1993). Essa característica resultava do fato de essas empresas atenderem aos maiores centros urbanos do país, necessitando, assim, de investir em geração para reduzirem o risco de queda do sistema. Conseqüentemente, essas empresas eram integradas verticalmente.

Empresas integradas verticalmente constituem, contudo, uma ameaça à competição nos mercados em que atuam, principalmente quando fazem parte de indústrias de rede, como é o caso do setor elétrico. Tal ameaça resulta, primeiramente, da possibilidade que essas têm de praticar subsídios cruzados, fazendo com que os consumidores do mercado em que atuam como monopolista subsidiem os outros no mercado competitivo, de modo que, nesse mercado, essas empresas apresentam uma vantagem competitiva em termos de preços, o que lesa a concorrência. Outra ameaça das empresas integradas verticalmente à competição específica das empresas de rede diz respeito à propriedade da rede, que representa uma enorme barreira à entrada. Mesmo com leis que garantam o livre acesso aos concorrentes, como foi previsto no modelo brasileiro, essas empresas tendem a apresentar vantagens de custo em relação a seus concorrentes.

Dito isso, é possível compreender o porquê de a separação das atividades, ou *unbundling*, estar prevista na reforma do setor elétrico. A princípio, considerando que se desejava transferir as empresas estatais do setor para a iniciativa privada, faria mais sentido separar as atividades antes de privatizá-las. No caso brasileiro, entretanto, algumas empresas tiveram suas atividades reestruturadas antes de serem privatizadas, mas não foram todas.

²³ O setor elétrico brasileiro, até a aprovação da Lei das Concessões de 1995 se baseava em monopólios públicos. A constituição desses dependeu da criação de uma empresa *holding*, a Eletrobrás, que era a responsável pela coordenação técnica e financeira do conjunto da indústria elétrica, além de ser responsável também pelo planejamento dos investimentos de longo prazo. A geração e a transmissão da eletricidade eram funções de quatro grandes empresas públicas estatais (subsidiárias regionais da *holding* Eletrobrás): CHESF, Eletronorte, Furnas e Eletrosul (Pinto Junior, 1993).

Neste sentido foi necessário criar um mecanismo adicional que limitasse a possibilidade de as distribuidoras, que ainda detivessem ativos na geração, de contratarem sua própria energia, a preços que observassem uma lógica/ estratégia empresarial em detrimento de um preço competitivo.

Ademais, um limite à auto-contratação, por um lado, possibilita que um mesmo agente privado invista tanto na atividade de distribuição quanto na de geração, porém sinalizando-lhe que seu objetivo não deva ser a integração vertical, mesmo que por meio de contratos de compra e venda de energia.

As empresas do estado de São Paulo, CESP e Eletropaulo, e do Rio Grande do Sul, CEEE, foram reestruturadas antes da privatização de suas distribuidoras, de modo que nesses casos os ativos de geração foram separados dos de distribuição. A tabela 1.9 apresenta a participação de algumas empresas tanto no mercado de distribuição quanto no mercado de geração. Nota-se que, entre essas, com exceção da COPEL e CEMIG, apenas a Light apresenta uma participação relevante no mercado de geração.

Tabela 1.9 – Participação de agentes econômicos no mercado de energia elétrica

Empresa	Mercado Nacional	
	Distribuição	Geração
AES Sul (RS)	2,47%	0,70%
Bandeirante (SP)	3,20%	0,00%
Celesc (SC)	4,71%	0,27%
Celpa (PA)	1,51%	0,25%
Celpe (PE)	2,59%	0,00%
Cemat (PA)	1,32%	0,30%
Cemig (MG)	11,03%	6,32%
Cerj (RJ)	3,23%	0,07%
Coelba (BA)	4,00%	0,23%
Coelce (CE)	2,13%	0,00%
Copel (PR)	5,96%	5,15%
Cosern (RN)	1,05%	0,00%
CPFL (SP)	11,49%	0,00%
Elektro (SP)	3,47%	0,00%
Eletropaulo (SP)	11,40%	0,00%
Energipe (SE)	0,88%	0,00%
Enersul (MS)	0,98%	0,05%
Escelsa (ES)	2,78%	0,26%
Light (RJ)	6,25%	1,25%
RGE (RS)	2,19%	0,00%

Fonte: ANEEL, dados referentes ao 3º trimestre de 2004.
Elaboração própria.

Por outro lado, considerando também um universo mais amplo, como veremos na análise específica das distribuidoras e de seus grupos controladores, a sinalização quanto aos limites de auto-contratação dentro dos grupos foi contraditória e teve o efeito de, em alguns casos, incentivar o aumento, ao invés da redução, da atuação de alguns grupos que controlam distribuidoras no segmento de geração. Nesse ponto, vale a pena examinar a evolução da legislação que levou a esse comportamento por parte dos grupos econômicos.

Primeiramente é importante mencionar que inicialmente identificou-se na integração das atividades a possibilidade de se elevar o valor a ser pago por distribuidoras que seriam privatizadas. Por isso, alguns editais de privatização de distribuidoras (como os editais da CELPE, da COSERN e da COELBA) apresentaram cláusulas de incentivo ao investimento em geração e transmissão. Observa-se, assim, que tais cláusulas obedeceram ao objetivo de então: o de elevar o valor do negócio a ser privatizado.

Por outro lado, buscando estabelecer limites estruturais à concentração de mercado, a resolução da ANEEL nº 94 de 1998 e depois sua sucessora nº 278/00 estabeleceram limites de concentração que tinham como principal função limitar as fusões e aquisições, definindo um número mínimo de agentes. Como lembram Pires e Piccini (1999), por exemplo, a resolução nº 94/98 veda aos agentes do mercado: (a) deter mais do que 20% da capacidade instalada nacional ou 25% e 35%, respectivamente, da capacidade existente nos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste; (b) deter mais de 20% do mercado nacional de distribuição ou 25% e 35%, respectivamente, do mercado de distribuição dos sistemas interligados Sul-Sudeste-Centro-Oeste e Norte-Nordeste; e (c) possuir participação cruzada na geração e distribuição que resulte em percentual superior a 30%, considerando-se o somatório aritmético da participação nos dois mercados. No mais estabeleceu também, conforme já abordado, que uma empresa de distribuição só poderá adquirir energia produzida por ela mesma até o limite de 30% da sua demanda.

Todavia, em 1999, por meio da Resolução 233/99, a ANEEL estabeleceu o Valor Normativo (VN) mais um *spread* de 11,5%. Tratava-se da criação de um incentivo por valor máximo (*price-cap*), uma vez que somente até esse valor o custo de contratação de energia poderia ser repassado ao consumidor cativo. Vale ressaltar que, se por um lado a Resolução 278/00 da ANEEL limitou o direito da distribuidora de contratar, diretamente, até 30% de seu mercado junto a gerador do mesmo grupo, por outro o artigo 7º dessa resolução excetua do

limite de 30% as térmicas do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)²⁴, permitindo, neste caso, participação ilimitada das térmicas no mercado da distribuidora. Esse artigo justifica, assim, porque alguns grupos, também por meio de suas distribuidoras, investiram na geração termelétrica.

Entretanto, conforme já mencionado, a Lei 9648/98 obrigava as distribuidoras a descontratar energia, ano a ano, a partir de 2003, em 25% de seu mercado, o que abriria o espaço para auto-contratação dentro dos limites da Resolução 278/00, uma vez que a Lei 10.604/02 obrigava a contratação entre geradores e distribuidores, a partir de janeiro de 2003, por meio de leilões mas mantinha a permissão para a auto-contratação. Verifica-se, pois, que o início o modelo foi coerente em manter o auto-suprimento das distribuidoras limitados em 30%.

A incoerência não reside, assim, na quantidade contratada, mas no preço a que se deu essa contratação, uma vez que diversas distribuidoras contratam energia elétrica de geradores do próprio grupo econômico a valores não necessariamente baixos, dado que lhes era garantido o VN e esse era corrigido através de uma fórmula que previa três fatores, segundo a Resolução ANEEL 22/01, artigo 90: o K1 (referente à correção por IGPM), o K2 (referente à variação do preço do combustível), e o K3 (referente à variação cambial). Dessa metodologia de cálculo resultou que todos os reajustes resultavam em valores superiores à inflação verificada em cada período.

Um outro aspecto de caráter estrutural que apresentou um enorme impacto sobre o endividamento de várias distribuidoras privatizadas e seu desempenho financeiro diz respeito a uma prática contábil adotada por diversas distribuidoras de eletricidade: a incorporação de sua controladora, geralmente uma sociedade de propósito específico (SPE), com o intuito de trazer para dentro da distribuidora o benefício fiscal da amortização do ágio²⁵. Conforme mencionado por Iudícibus, Martins e Gelbcke (2003), p. 180, “o conceito de ágio ou deságio. aqui, não é o da diferença entre o valor pago pelas ações e seu valor nominal, mas a diferença entre o valor pago e o valor *patrimonial* das ações, e ocorre quando adotado o método de equivalência patrimonial.”

²⁴ Em fevereiro de 2000, o governo brasileiro lançou o Programa Prioritário de Termelétrica (PPT), com o objetivo claro de evitar o deplecionamento dos reservatórios das hidrelétricas face às condições pluviométricas desfavoráveis e ao crescimento estimado da demanda. O PPT previu a construção de 49 termelétricas.

²⁵ Há de se ressaltar que a dedutibilidade do ágio amortizado da base de imposto de renda, no caso da legislação tributária brasileira, ocorre em diversas situações, além daquela em que é considerada razoável: quando existe a tributação do vendedor, para se evitar a bi-tributação. Como será possível notar, com base nos casos analisados neste trabalho, esta prática contábil/ tributária cria um jogo fiscal que resulta em impactos evidentes sobre a situação financeira das empresas.

As distribuidoras de eletricidade, por sua vez, necessitam de autorização prévia da ANEEL para promoverem reestruturação societária o que inclui o caso de incorporação de suas controladoras. Essa incorporação envolve a figura do ágio, cujo fundamento econômico é a expectativa de resultados futuros²⁶. O inciso III do art. 7º da Lei 9.532 de 10 de dezembro de 1997, entretanto, dispõe que o tratamento tributário do ágio cujo fundamento é a rentabilidade futura dá à pessoa jurídica²⁷ que absorveu o patrimônio de outra²⁸ (em virtude de incorporação, na qual detenha participação societária adquirida com ágio ou deságio), o direito de amortizar o valor do ágio em até dez anos subsequentes à incorporação, à razão de 1/60, no máximo, para cada período de apuração²⁹.

A ANEEL, por outro lado, verificando que muitas distribuidoras passaram a promover a incorporação de suas controladoras e, logo, do ágio, e que sua amortização no prazo de dez anos vinha reduzindo em muito o resultado dessas³⁰, passou a definir a amortização do ágio em prazo idêntico ao remanescente da concessão, com uma curva de amortização não linear, estabelecida de acordo com a projeção de apuração dos resultados no período da concessão, uma vez que entende que o prazo da concessão (de normalmente trinta anos), foi o elemento fundamental para calibrar o ágio que o investidor se dispôs a pagar nos leilões de compra do controle acionário. A ANEEL entende que o serviço público de energia elétrica tem várias características que o diferem de outros segmentos empresariais, pois há uma garantia legal do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A fim de se buscar esse equilíbrio, as receitas das concessionárias são reguladas, definidas e fiscalizadas pelo poder concedente. Assim sendo, entende não ser razoável imaginar rentabilidade em níveis suficientes para amortizar ágios elevados em um terço do prazo de concessão.

²⁶ Ressalta-se, todavia, que se trata de apenas uma das naturezas ou origens para o ágio. Conforme mencionado por Ludícibus, Martins e Gelbcke (2003), p. 182, "A CVM, em sua Instrução nº 247/96, prevê a existência apenas dos seguintes ágios e deságios com fundamento econômico (art. 14, §§ 1º e 2º, este último com nova redação dada pelos arts. 1º e 2º da Instrução nº 285/98):

1. diferença entre o valor contábil e o valor de mercado de ativos da investida;
2. diferença entre o valor pago e o valor de mercado dos ativos da investida. Tal diferença pode ser proveniente de:
 - a. expectativa de resultado futuro;
 - b. direito de exploração, concessão ou permissão delegados pelo Poder Público."

²⁷ No caso, a distribuidora.

²⁸ No caso, a SPE e controladora.

²⁹ Normalizando o disposto no art. 7º da lei supramencionada, a IN SRF nº 11, de 10 de fevereiro de 1999, determinou, ainda, que o ágio cujo fundamento é a rentabilidade futura devesse ser contabilizado no ativo diferido.

³⁰ Como será possível verificar nos capítulos seguintes, principalmente no caso em que as distribuidoras incorporaram não só o ágio relacionado a sua aquisição, mas suas controladoras e, logo, o passivo dessas também resultantes das captações feitas para a aquisição, a amortização do ágio no período de dez anos associada a despesas financeiras elevadas derivadas do passivo incorporado fizeram com que algumas distribuidoras, além de apresentarem prejuízo em diversos períodos, chegassem a aferir patrimônio líquido e capital circulante líquido negativos.

A determinação da amortização do ágio no período remanescente da concessão se baseia, entretanto, no parágrafo 5º do artigo 1º da Instrução Normativa da Secretaria de Receita Federal nº 11, de 10 de fevereiro de 1999 (que veio a normatizar alguns aspectos da Lei 9.532/97) que admite que a amortização “poderá ser efetuada em período maior que sessenta meses inclusive pelo prazo de duração da empresa, se determinado, ou da permissão ou concessão, no caso de empresa permissionária ou concessionária de serviço público”. Tal Instrução Normativa derivou da edição pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) da Instrução CVM 285/98 que admitiu a existência de um outro tipo de ágio, qual seja, o decorrente do direito de exploração, concessão ou permissão delegado pelo poder público, que deve ser amortizado no prazo de utilização ou vigência ou perda de substância econômica desses direitos (alterando os entendimentos trazidos anteriormente pela Instrução CVM 247/96). Por meio do Ofício/CVM/SNC/Nº 031/2000, a CVM indica ainda que, o próprio contrato de concessão oferece os elementos necessários para o reconhecimento do ágio (ou seja, sua fundamentação) e amortização. Com base na instrução CVM 319/99 que, por sua vez, determina que o ágio que tiver como fundamento econômico a aquisição do direito de exploração, concessão ou permissão delegados pelo poder público deverá ser registrado em conta específica do ativo imobilizado³¹, o referido ofício conclui, assim, que:

“Se a ANEEL entende que o ágio decorre essencialmente do direito de concessão, sendo o montante pago uma consequência direta do prazo de concessão outorgado, ele deveria ser registrado como ativo imobilizado intangível e ser amortizado ao longo do prazo de concessão.”

(Ofício/CVM/SNC/Nº 031/2000)

Como consequência dessa mudança de entendimento, se verá em alguns dos casos analisados que muitas distribuidoras acabaram tendo que mudar a contabilização da amortização de seus ágios³².

Há de se ressaltar, contudo, que há dois outros tipos de operações contábeis que mereceram maiores preocupações e disputas entre ANEEL e concessionárias, além do prazo da amortização do ágio. O primeiro diz respeito a alguns casos em que as distribuidoras, ao incorporarem suas respectivas empresas controladoras e, por conseguinte, o ativo em que constava o ágio pago, procederam à incorporação também do passivo dessas, ou seja, dos empréstimos e financiamentos captados justamente para a aquisição da própria distribuidora,

³¹ Ao invés de ser registrado em conta específica do ativo diferido, como ocorre no caso dos ágios com fundamento em rentabilidade futura.

³² Destaca-se, neste ponto, que, em algumas análises que se seguirão, será caracterizada a amortização do ágio em dez anos como “acelerada” sob o entendimento, em consonância com as determinações da ANEEL, de que essa amortização deveria ocorrer no período remanescente da concessão.

o que resultou numa deterioração dramática da situação financeira dessas concessionárias. A ANEEL buscou, como se verá adiante, estornar esse tipo de operação.

As operações de resgate de ações³³ com base na utilização, como lastro, da reserva especial de ágio também constituiu um outro tipo de operação que deriva da incorporação do ágio e que também se tentou regularizar. A reserva especial de ágio é a contrapartida, no patrimônio líquido, do ágio registrado no ativo imobilizado intangível (ou no ativo diferido, como ocorreu em diversos casos). Enquanto reserva, fazem parte do patrimônio líquido, embora não resultem, *per se*, em aumento de capital. A incorporação ao capital só ocorre com a realização das amortizações do ágio, conforme mencionado em Idícius, Martins e Gelbcke (2003, p. 372):

“A Reserva Especial de Ágio na Incorporação é revertida para o resultado do período na medida da amortização do ágio que lhe deu origem, podendo, ainda, na proporção dessa amortização, ser incorporado ao capital da incorporadora (Instrução CVM nº 319/99, art. 6º, § 1º - alterado pela Instrução CVM nº 249/01 - e art. 6º, § 2º).”

Algumas empresas, contudo, utilizaram-se dessa reserva para realizar o resgate de ações. A racionalidade por trás dessa operação está na tentativa de se efetuar algum pagamento alternativo de “remuneração” aos acionistas uma vez que a incorporação do ágio para obtenção de benefícios fiscais reduz de tal maneira o resultado da empresa que, se por um lado, de fato, acaba diminuindo o pagamento de tributos, por outro, diminui também o pagamento de dividendos. Em outras palavras: uma vez que a amortização do ágio pode ser considerada a responsável pelo não pagamento de dividendos, a remuneração do acionista pode se dar pelo resgate de ações com recursos da reserva especial de ágio. A ANEEL, por sua vez, buscou reverter as operações nesse sentido uma vez que constatou que essas foram realizadas “exclusivamente em interesse dos acionistas, descapitalizando a Concessionária, e portanto, descumprindo o item VII do art.31 da Lei nº 8.987, de 13/2/95³⁴” (Processo nº 48500.002531/03-85 - TN nº 147/2003-SFF, 2003).

³³ Embora o objetivo desta dissertação não seja se concentrar em operações contábeis, é desejável que se entenda os conceitos utilizados. Nesse sentido, o resgate de ações, de acordo com o § 1º do artigo 44 da Lei 6.404/76, “consiste no pagamento do valor das ações para retirá-las definitivamente de circulação, com redução ou não do capital social; mantido o mesmo capital, será atribuído, quando for o caso, novo valor nominal às ações remanescentes.”, de modo que a operação de resgate acarreta a diminuição do número de ações em que se divide o capital social da companhia. Sobre essas operações é importante que se tenha em mente que ambas implicam em modificação do número de ações da empresa, acarretando, logo, em mudanças no estatuto social. A ANEEL entende, assim, que por esse motivo elas devem submetidas a sua anuência prévia. Nos casos analisados será possível verificar que o resgate de ações, por vezes, pode ser precedido da operação de “desdobramento”. O desdobramento de ações é a operação inversa ao grupamento de ações, ou seja, resulta no aumento do número de ações em que se divide o capital social, ou seja, trata-se de um artifício contábil/ formal que não têm impactos sobre o que se pretende analisar.

³⁴ Este artigo determina os deveres das concessionárias de serviço público, constituindo o seu item VII a seguinte obrigação: “VII - zelar pela integridade dos bens vinculados à prestação do serviço, bem como segurá-los adequadamente”.

Finalmente, no que tange ainda aos aspectos estruturais que condicionaram o desempenho financeiro das distribuidoras de eletricidade não se pode ignorar que o marco regulatório apresentou severas mudanças com a mudança de governo em 2003. O “Novo Modelo”³⁵ para o setor elétrico, como foi denominado o modelo que daria continuidade às reformas, lançado pelo governo Lula em 2003, diferia conceitualmente do anterior principalmente por deixar de acreditar que a livre concorrência seria suficiente para criar os incentivos para o investimento privado. Caracterizou-se, assim por restituir o planejamento centralizado do setor, por apresentar como objetivo a garantia do suprimento (em contraposição ao modelo anterior que levou ao racionamento de energia) e a modicidade tarifária (a ser obtida por meio dos leilões de energia). Com base nesse novo modelo os contratos bilaterais e a contratação ao preço *spot* no MAE, que substituiriam os contratos iniciais, foram suplantados por dois ambientes de contratação, um ambiente em que a contratação é regulada, em que cada geradora vende sua energia para o conjunto de distribuidoras (o *pool*) e outro em que a contratação é livre.

No que concerne às distribuidoras, o modelo de contratação no *pool* é o que interessa, visto que 100% de sua contratação deve ocorrer no ambiente regulado. Nesse sentido, o modelo se baseia no fornecimento, por parte das distribuidoras, da previsão da demanda que essas enfrentarão nos cinco anos seguintes. Com base nessa quantidade de energia demandada, o governo determina a necessidade de potência instalada para atender tal demanda. Os geradores que suprirão essa demanda por potência instalada são, assim, selecionados por meio de leilões, em que os lances vencedores são aqueles que exigem a menor receita para atender a essa demanda. Os geradores vencedores firmarão contratos com todas as distribuidoras, de modo que a tendência é que cada distribuidora pague um valor médio do custo marginal de expansão do sistema.

Nesse ambiente, surge um novo risco para as distribuidoras no que diz respeito às previsões de consumo e demanda em que se baseiam todos os leilões de energia, visto que essas estão sujeitas a penalidades, caso façam previsões erradas. Ademais, são as distribuidoras que acabam arcando com todos os eventuais choques de demanda que possam ocorrer, por exemplo, no caso de um super aquecimento da economia em função do aumento da competitividade das exportações brasileiras.

Outra modificação relevante do novo modelo diz respeito também à auto-contratação, uma vez que se provou que o modelo antigo acabou incentivando essa prática a preços

³⁵ Para maiores informações, consultar Correia *et alli* (2005).

superiores dos de mercado. O novo modelo, baseado na Lei 10.848/04 e no decreto 5.163/04 proíbe o *self-dealing*, ou seja, a contratação bilateral dentro do mesmo grupo econômico (artigo 20 e 30 da Lei 10.848); obriga a compra de toda a energia comercializada pelas distribuidoras em leilões, de forma pública e transparente.(artigo 20 da Lei 10.848); define a menor tarifa como o critério de compra (inciso 70, do artigo 20 do decreto 5.163/04); e acaba com o VN e os critérios de correção com base no K1, K2 e K3 (parágrafo 40 do artigo 20 da Lei 10.848).

1.3 - Os aspectos conjunturais que afetaram o desempenho das distribuidoras de eletricidade

Uma vez tendo discorrido sobre os aspectos estruturais que influenciaram o desempenho financeiro das distribuidoras entre 1997 e 2004, merecem ser abordados então os aspectos conjunturais que também exerceram suas influências. Há de se destacar, primeiramente, as desvalorizações cambiais³⁶ ocorridas em 1999 e 2002, que surtiram impacto sobre as principais distribuidoras de energia das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, visto que essas são obrigadas a comprar cotas de energia produzida por Itaipu, cuja tarifa é estabelecida em dólar. Portanto, as despesas operacionais destas empresas tiveram significativo acréscimo. Vale lembrar que, ainda que as distribuidoras tivessem o direito ao repasse dos aumentos de custos de energia comprada para as tarifas finais de venda, a recomposição tarifária não ocorreu no mesmo instante da desvalorização cambial. O Relatório da Administração da Light de 1999³⁷ apresenta um exemplo de ajuste *ex-post*:

“em fevereiro(...) o governo federal, a ANEEL, a Eletrobrás e a ABRADDEE, negociaram uma alternativa para amenizar o impacto da desvalorização cambial sobre os custos da compra de energia de Itaipu. A taxa de câmbio foi fixada em R\$ 1,55 para fins de cálculo das faturas até o mês de maio. A diferença entre a taxa de mercado e esta taxa foi acumulada sob forma de dívida contra Itaipu e está sendo paga em 12 parcelas, livres de juros”.

Além do aspecto operacional, muitas distribuidoras haviam contraído significativos empréstimos em moeda estrangeira sem efetuarem operações de *hedge* que as protegessem de uma eventual variação cambial, de modo que seus passivos e seus custos financeiros foram

³⁶ A primeira desvalorização resultou do fim da paridade cambial R\$ 1,00 = US\$ 1,00 criada com o Plano Real. Inicialmente, o Plano Real se baseava na manutenção de uma âncora cambial, cuja manutenção foi comprometida pelas crises ocorridas num âmbito internacional. A primeira ocorreu no segundo semestre de 1997 nos mercados financeiros do sudeste asiáticos. Sucedendo a essa crise, no segundo semestre de 1998, o mercado financeiro internacional experimentou novas turbulências, estas decorrentes de dificuldades econômicas provenientes da Rússia, que resultaram, entre outros aspectos, no estreitamento da liquidez nos mercados internacionais e no acréscimo da volatilidade nas principais bolsas de valores. Tais crises forçaram a utilização das reservas do país para a manutenção do câmbio fixo.

Esse processo chegou ao seu limite em 13 de janeiro de 1999, quando a estratégia de ampliação da banda cambial ao longo do tempo com doses de desvalorizações maior não surtiu efeito. Como resultado desse evento, foi estabelecido o regime de câmbio flutuante e a partir daí a estabilidade monetária entrou em sua segunda fase, quando foi adotada uma nova âncora. A solução foi sugerida pelo FMI e o Brasil implementou o sistema de metas para a inflação a partir de julho de 1999.

multiplicados pelo impacto da desvalorização cambial. Nesse ponto, pode-se supor que essas empresas e seus controladores tinham expectativas positivas quanto a estabilidade da moeda brasileira no momento da contratação da dívida em moeda estrangeira sem contratação concomitante de instrumento de proteção contra descasamento de taxas, independentemente do questionamento sobre a razoabilidade desse tipo de atitude. A desvalorização cambial ocorrida no final de 2002³⁸, por sua vez, teve menor impacto sobre as distribuidoras em relação à primeira desvalorização cambial, visto que muitas distribuidoras passaram, após a primeira desvalorização, a fazer uso de instrumentos financeiros, como *hedges* e *swaps* cambiais, para se protegerem de eventuais desvalorizações.

Outra expectativa que pode ter baseado as decisões de endividamento das distribuidoras e que se frustrou foi a não realização do crescimento de mercado esperado em função do racionamento de energia ocorrido entre 2001 e 2002. Já no ano de 2000, as distribuidoras foram afetadas pelo expressivo aumento da Cota de Consumo de Combustíveis, CCC, determinado pelo governo, devido aos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas no início daquele ano, e pela elevação dos preços do petróleo no mercado internacional. O agravamento da situação dos reservatórios resultou no Programa de Racionamento de Energia Elétrica, instituído pelo governo federal e descrito detalhadamente no Relatório da Administração de 2001 da Elektro³⁹:

“O Governo Federal instituiu, a partir 1º de junho de 2001, sob a coordenação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), o Programa de Racionamento de Energia Elétrica.

Este programa estabeleceu um sistema de metas para a redução do consumo de energia para todas as classes de consumidores. Entre 1º de junho e 22 de novembro de 2001, as metas foram baseadas no consumo médio dos meses de maio a julho do ano 2000, e as reduções fixadas variaram de 10% a 35% em função da classe de consumo, visando uma redução média do consumo de energia de 20% no período.

A partir de 23 de novembro, devido ao sucesso do programa de redução do consumo de energia elétrica e ao maior índice de chuvas verificado a partir de outubro, foram flexibilizadas as metas de consumo para as classes residencial e comercial.

O Programa de Racionamento de Energia Elétrica foi encerrado em 28 de fevereiro de 2002. Estimativas indicam uma redução média de consumo no Brasil de cerca de 21%, entre 1º de junho e 31 de dezembro de 2001, comparativamente ao consumo previsto para o mesmo período sem a ocorrência do racionamento.

Durante todo o período de vigência do Programa de Racionamento de Energia Elétrica, 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, estima-se uma redução média de consumo no Brasil de cerca de 17% comparativamente ao consumo previsto para o mesmo período sem a ocorrência do racionamento.”

³⁷ www.cvm.gov.br

³⁸ Essa desvalorização teve origem no mau desempenho da economia brasileira naquele ano que deveu-se a vários fatores, a saber: o processo eleitoral brasileiro; a alta volatilidade nos mercados financeiros; a lenta recuperação da economia americana e seus impactos na economia mundial; os desdobramentos dos conflitos no Oriente Médio, com reflexos nos preços internacionais do petróleo; e o racionamento de energia iniciado no ano de 2001, que constitui, assim, o segundo aspecto conjuntural merecedor de atenção.

³⁹ www.cvm.gov.br.

O racionamento provocou, ainda, transformações acentuadas nos hábitos de consumo de energia elétrica da população brasileira e, combinado com a desaceleração do crescimento econômico do País, implicou em um retrocesso do mercado de energia elétrica aos níveis de consumo verificados em 1998.

Buscando socializar o ônus do racionamento, criou-se o Encargo de Capacidade Emergencial, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que determinou que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica, e a contratação de capacidade de geração ou potência pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), fossem rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico.

Visando compensar as perdas incorridas em função do racionamento, foi instituído o “Acordo Geral do Setor Elétrico” (regulamentado pelas Resoluções ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e n.º 72, de 07 de fevereiro de 2002, e pela Resolução da Câmara de Gestão da Crise – GCE n.º 91, de 21 de dezembro de 2001), conforme consta nas notas explicativas das demonstrações financeiras de 2003 da CPFL Paulista (pp. 4 – 6)⁴⁰:

“O Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica afetou significativamente as operações da Sociedade, bem como de outras empresas geradoras e distribuidoras de energia nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte, posto que grande parte da aquisição de energia pelas empresas distribuidoras está baseada em contratos com as empresas geradoras, que garantem o despacho da energia em volumes pré-determinados. Esses contratos previam a possibilidade de ocorrência de situação hidrológica crítica, o que resultaria na necessidade de os geradores compensarem as empresas distribuidoras por perdas incorridas em decorrência dessa situação. Tendo em vista as ramificações operacionais, financeiras e jurídicas decorrentes dos contratos, foi celebrado um acordo entre os geradores e distribuidores de energia no final de 2001. Esse acordo determinou a necessidade de aumento tarifário extraordinário às distribuidoras, cujas principais determinações são como segue:

- Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, através de aumento extraordinário de 2,9% das tarifas de fornecimento de energia elétrica a consumidores rurais e residenciais (exceto aqueles considerados como de “baixa renda”) e de 7,9% para todos os demais consumidores, vigorando por prazo que foi definido posteriormente pela ANEEL, para que as distribuidoras de energia elétrica pudessem recuperar as perdas incorridas durante o período de redução do consumo de energia.⁴¹
- Definição de mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, que passaram a ser computadas no cálculo do reajuste tarifário dos exercícios subsequentes (mecanismo denominado Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA).
- Aprovação de programa de apoio emergencial e excepcional às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, por meio de recursos disponibilizados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”). O crédito posto à disposição das concessionárias foi destinado para suprir parte das insuficiências de recursos decorrentes da redução de receita ocorrida

⁴⁰ www.cpfl.com.br

⁴¹ A aplicação desta recomposição de receitas se deu da seguinte maneira: as distribuidoras solicitaram à ANEEL a aprovação dos montantes necessários à RTE; a ANEEL homologou os montantes por distribuidora e definiu os prazos em que a RTE incidiria sobre a tarifa; e os percentuais de acréscimo, devidos à RTE, foram aplicados às tarifas de fornecimento sem prejuízo do reajuste tarifário anual contratual.

durante a vigência do Programa de Racionamento, com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Esse apoio foi viabilizado através da concessão de empréstimos, no valor de até 90% das perdas relacionadas ao programa de redução de energia (...)"

Como resultado do racionamento, o volume dos encargos imputados à energia elétrica aumentou substancialmente. Esse efeito foi bastante sentido pelos consumidores em 2002, sendo que uma parcela dos encargos, caso da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)⁴², foi postergada para 2003.

No que tange, ainda aos aspectos conjunturais que afetaram o desempenho das distribuidoras, vale mencionar que o comportamento das taxas de juros, que impactam diretamente sobre o nível de endividamento dessas, também não foi estável no período observado. Em 2001, por exemplo, a crise na Argentina teve um impacto significativo sobre as taxas de juros; a Selic, em julho, era 15,25% a.a. e terminou o ano em 19%. O ano de 2003, por sua vez, também foi marcado pela alta dos juros como resultado das expectativas relacionadas ao resultado das eleições presidenciais e também da adoção de uma estratégia para reduzir as pressões inflacionárias.

Com base em tudo que foi apresentado até aqui, verifica-se, pois, que muitos são os aspectos que necessariamente condicionaram a gestão financeira das distribuidoras de eletricidade entre 1997 e 2004, uma vez que essas atuam num setor característico por suas especificidades estruturais e regulatórias e que estão inseridas numa conjuntura econômica que sofreu algumas inflexões ao longo do período em questão.

1.4 – Conclusão do capítulo 1

Tendo em vista que o objetivo desta dissertação é o de buscar compreender a evolução da estrutura de endividamento das distribuidoras de eletricidade no Brasil entre 1997 e 2004 e o de buscar identificar diferenças no desempenho na gestão da dívida considerando a influência das estratégias traçadas pelo grupo de controle foi, inicialmente, indispensável apresentar os fatores à que as distribuidoras são expostas e que condicionam seu desempenho, as “condições de partida”.

Tal apresentação se fez necessária, na medida em que se sabe que o desempenho na administração do endividamento resulta, não só de decisões estratégicas mas também de questões que independem das decisões tomadas dentro da firma.

⁴² A CDE foi instituída por intermédio do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tendo, dentre outros objetivos, “(...) o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional (...)”.

Dito isso, o próximo capítulo trará os principais argumentos e conclusões dos trabalhos que abordaram também o desempenho das distribuidoras brasileiras após as privatizações, apresentará a metodologia utilizada nesta dissertação bem como suas limitações e identificará as empresas que compõem a amostra utilizada em nossa análise nos próximos capítulos.

CAPÍTULO II – DAS ABORDAGENS ACERCA DO DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS NO PERÍODO PÓS-PRIVATIZAÇÕES

O capítulo anterior mostrou que as reformas no setor elétrico bem como as privatizações das estatais elétricas são fenômenos da década de 90 que, embora recentes, mudaram estruturalmente e institucionalmente o setor e as relações de propriedade existentes nesse. Tendo em vista que o setor elétrico brasileiro apresenta especificidades significativas em relação a outros países que também passaram por reformas em função de sua base hidrelétrica, da dimensão do país e das relações diversas de propriedades que existiam antes das reformas (uma *holding* e suas subsidiárias federais, distribuidoras estaduais, algumas empresas integradas verticalmente, outras, não), a estrutura da indústria que emergiu das reformas acaba não sendo comparável com experiências de outros países. Considerando, ainda, que o foco de análise desta dissertação são as empresas de distribuição de eletricidade, verifica-se que são poucos os estudos que tenham se debruçado sobre o impacto que as reformas e as privatizações tiveram sobre o desempenho das distribuidoras de eletricidade.

Destarte, o presente capítulo se propõe a apresentar os trabalhos já realizados que versam sobre essa questão. Concluir-se-á que, embora eles tenham obtido sucesso em apontar impactos das privatizações, das reformas ou da conjuntura no período pós-privatizações sobre aspectos específicos relacionados ao desempenho operacional e financeiro das distribuidoras, nenhum se preocupou em verificar se esse desempenho reflete também o resultado de decisões tomadas no âmbito do grupo econômico a que essas distribuidoras pertencem. É neste quesito que o presente estudo pretende agregar valor à bibliografia já existente.

Uma vez tendo apresentado a bibliografia existente, será explicada a metodologia de análise selecionada por este estudo e suas restrições; e serão apresentadas também as empresas que compõem a amostra que será objeto de análise no próximo capítulo.

II.1 – O desempenho das distribuidoras como foco de análise

O primeiro trabalho que merece destaque é o estudo empírico de Mota (2003) que verificou que o processo de preparação para privatização de empresas do setor elétrico (geradoras e distribuidoras) seguido pela privatização dessas resultou num ganho de eficiência mensurado a partir das diferenças entre os custos operacionais controláveis nos dois

momentos, diferença essa líquida dos custos de privatização e reestruturação. Os custos operacionais controláveis foram definidos pela autora como constituindo de custos com a força de trabalho, custos de contratos de materiais e de serviços terceirizados, provisões e os custos pertencentes à categoria “outros”.

Com base numa amostra que representava 56% do mercado nacional de distribuição (incluindo a maioria das empresas de distribuição privatizadas até 1998), a autora conclui que os processos de reestruturação e privatização, entre 1993 e 1995, resultaram numa queda acentuada dos custos controláveis num montante de R\$ 1,2 bilhões, o que representava uma redução de 43% dos custos controláveis por kWh. Entre 1995 e 2000, houve ainda uma redução no valor de R\$ 477 milhões, equivalentes a uma diminuição de 37% dos custos controláveis por kWh.

Mota (2003) conclui seu trabalho indicando que os ganhos de eficiência futuros a reestruturações e privatizações de empresas distribuição no Brasil não advirão da introdução de maiores pressões competitivas (visto que, na distribuição, os mercados permaneceram cativos e a competição pelo suprimento dos consumidores industriais - livres – dependia, ainda até 1999, da criação das tarifas de acesso à rede de transmissão) e nem tão pouco da “doutrinação” dessas empresas pelos mercados de capitais, mas sim da pressão que os acionistas e a regulação por incentivos exercerão sobre a gestão das empresas, conforme também argumentado por Mello Junior (2000).

O outro trabalho, já mencionado inúmeras vezes em função dos fortes argumentos exercidos pelo autor, e que merece destaque é o de Tolmasquim *et alli* (2003). Em seu livro “As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro: Estratégias e Performance”, o autor retrata a configuração do setor elétrico após as privatizações e aponta para futuros desafios. Ele aborda a entrada no setor dos grandes *players* internacionais, que adquiriram uma pluralidade de empresas, preservando, contudo, uma identidade de estratégias. Entre os movimentos e estratégias corporativos por ele identificados merecem destaque: a expansão rápida de mercado via aquisição de novos ativos; a reconfiguração das fronteiras do mercado consumidor; a diversificação das atividades (criação de *multi-utilities*); a expansão do *self-dealing* e abertura do negócio de comercialização; a alavancagem financeira; o aumento da distribuição de dividendos e de juros sobre o capital próprio; e a manifestações de interesse em vendas de ativos, o que, para o autor, acarretaria no início de uma nova temporada de fusões e aquisições.

Tolmasquim *et alli* (2003) aponta para o resultado prejudicial ao setor elétrico de algumas dessas estratégias como a da alavancagem financeira e da diversificação de atividades. No que tange especificamente ao aspecto financeiro, ele aborda ainda a existência de um limite máximo de exposição ao risco do país de cada grupo internacional, limite esse que condiciona o montante de investimentos destinados às empresas do grupo no país. Neste sentido ele argumenta que não só a deterioração na evolução do cenário econômico mundial, do cenário setorial afetam a capacidade de alavancagem financeira das empresas, mas também a fração do portfólio de cada grupo que as empresas do setor elétrico brasileiro ocupam, uma vez que, para diversificar o risco, os grupos possam se declarar impedidos de aportar recursos nas empresas.

Também em 2003, a Associação das Distribuidoras de Energia Elétrica, ABRADÉE, com base nos dados coletados junto a suas associadas, encomendou à empresa de consultoria Trevisan que realizasse um estudo sobre o desempenho econômico-financeiro das distribuidoras no período pós-privatização até o ano de 2002 que resultou numa apresentação chamada “Análise Econômico-Financeiras das Distribuidoras – RE-Abradee 04-03”. Em síntese, o trabalho conclui que o agravamento do endividamento das distribuidoras de eletricidade resultou de fatores conjunturais como a sucessão de choque exógenos internacionais que comprometeram o crescimento esperado do mercado impactando o resultado operacional das distribuidoras; a mudança do regime cambial em janeiro de 1999 que elevaram o custo de carregamento de empréstimos em moeda estrangeira e, no caso das concessionárias das regiões Sul/Sudeste, o custo da energia de Itaipu; e os efeitos da volatilidade e do nível das taxas de juros no período 1995-2002 sobre a evolução do passivo financeiro das concessionárias e a venda de energia. Conclui, ainda, que a geração de caixa resultante da recuperação tarifária, da expansão do mercado e da redução de custos foi destinada à expansão/modernização do sistema de distribuição (resultando na melhoria da qualidade do serviço prestado e na redução de perdas comerciais) e não à remuneração dos acionistas (os acionistas teriam investido um fluxo de recursos de R\$ 28 bilhões, muito maior do que aquele distribuído sob a forma de remuneração, R\$ 6 bilhões). O estudo aponta ainda a existência de erros e omissões nos processos de revisão tarifária concluídos em 2003 (AES Sul, CELPA, CEMAT, CEMIG, COELBA, COELCE, COSERN, CPFL, Eletropaulo, Energipe, Enersul e RGE) que podem afetar negativamente o desempenho dessas distribuidoras ao longo do segundo período tarifário; e de incertezas à época, quanto ao novo modelo do setor elétrico ainda em fase de elaboração.

Outros aspectos interessantes também estão presentes no trabalho. Considerando os resultados das privatizações e corroborando com o argumento também apresentado por Tolmasquim *et alli* (2003), a apresentação conclui que o próprio processo de privatização levou os agentes a se especializarem numa tipologia de mercado e no atendimento de regiões geográficas específicas. O trabalho indica que o foco principal dos negócios da Endesa (controladora da CERJ/ Ampla) não estaria só na distribuição de energia elétrica, mas também sua geração; que o Grupo Rede (controlador da CELPA, da CEMAT, da CELTINS, entre outras) se direcionaria para mercados dispersos e de grande extensão territorial, com grande potencial de crescimento a mais longo prazo; que o grupo Cataguazes (das distribuidoras privatizadas Energipe e Saelpa) se posicionaria em mercados pequenos e com extensão territorial limitada; que o grupo AES controlaria a Eletropaulo, a CEMIG⁴³ e a AES-Sul além de participar de projetos de geração térmica; que a EDP também se faria presente nos dois segmentos da cadeia (geração e distribuição); que os controladores da Light e da CPFL seriam agentes que estariam se especializando em mercados mais consolidados; que a Enron estaria investindo pesadamente no setor de gás; e que além da Enron, a AES, a Endesa e a COPEL teriam estratégias de integrarem seus investimentos nos países do cone sul e Peru.

No que tange a questão específica do endividamento das distribuidoras, o estudo da ABRADDEE conclui que o endividamento elevou-se substancialmente entre 1998 e 2002 como consequência da evolução operacional das concessionárias, como o racionamento, a decomposição da receita em parcela A e parcela B, a RTE, a CVA e a baixa rentabilidade operacional. Em função das características do mercado de capitais nacional, todas as concessionárias analisadas, com exceção de Celesc e Energipe, recorreram a empréstimos em moeda estrangeira para o financiamento de suas operações, o que se deteriorou fortemente a situação financeira de algumas concessionárias (AES Sul, CEMIG, CERJ, COELCE, CPFL, Elektro, Eletropaulo e Light). O saldo das dívidas (resultantes de operações realizadas no início do período) em 2002 em muitos casos decorreu de flutuações cambiais. Inúmeras operações de rolagem e contratação foram efetuadas, contudo, a custo de captação crescentes. Como consequência, verificou-se uma deterioração da estrutura de capital das distribuidoras, que não é, contudo, considerada nos processos de revisão tarifária pela ANEEL⁴⁴.

⁴³ A AES fez parte do consórcio que adquiriu 33% do capital da CEMIG. Embora essa participação não garantisse o controle, foi lhe garantido, inicialmente poderes equivalentes aos dos acionistas controladores. O do governo de Minas Gerais não cumpriu, entretanto, o contrato o que levou a um embate judicial entre os acionistas.

⁴⁴ A ANEEL considera uma estrutura de capital 50%/50% e parte do princípio que a prática de uma estrutura distinta dessa resulta de uma decisão gerencial da concessionária, não devendo, assim, ser considerada. Para maiores informações, consultar o "Anexo III – Metodologia e Cálculo da estrutura Ótima de Capital de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil" de fevereiro de 2003, disponível no site www.aneel.gov.br. Ressalta-se, todavia, que o fato de a ANEEL ter estabelecido essa "estrutura ótima" não esgota o debate sobre sua adequação e consonância com a realidade.

Em maio de 2003 foi concluído outro estudo sobre o desempenho econômico-financeiro das distribuidoras de eletricidade, desta vez promovido por um grupo de trabalho com integrantes do Ministério de Minas e Energia (MME), do BNDES, da ANEEL e do Tesouro Nacional (TN) chamado “Relatório de Análise Econômico-Financeiro de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica” que analisou o desempenho de vinte e seis distribuidoras no período entre 1999 e 2002, sendo que a maior parte dos comentários foi tecida com base nos dados verificados para o ano de 2002. Além de trazer uma descrição do histórico do setor elétrico no período em questão, o estudo analisa um conjunto de empresas demonstrando o comportamento de variáveis econômico-financeiras e de desempenho para esse período.

Assim como o trabalho da ABRADDEE, o estudo desse grupo de trabalho conclui que o racionamento de energia impactou de forma negativa a geração de caixa das empresas distribuidoras; que a desvalorização cambial refletiu o aumento das despesas financeiras, pois o endividamento em moeda estrangeira da amostra apresentou-se em patamares de 42% em 2001, salientando-se “que algumas empresas, como por exemplo, LIGHT, ESCELSA, ELETROPAULO, CELPE, PIRATININGA, AES-SUL e CERJ, registraram índice de endividamento em moeda estrangeira, acima de 70%” (MME, BNDES, ANEEL, TN, 2003, p. 144); que as operações de mútuo nas empresas da amostra apresentaram um crescimento de 56,82% no período, sendo que boa parte desses recursos se destinou a investimentos estranhos à concessão (comportamento que corrobora a tese de Tolmasquim *et alli*, 2003, sobre os *intercompany loans* e a forma de atuação das distribuidoras plataformas); que, com exceções como Bandeirante, Enersul e Piratininga, as empresas com maiores dificuldades financeiras não contrataram mecanismos de proteção contra variação cambial; e que (MME, BNDES, ANEEL, TN, 2003, p. 144):

“várias empresas da amostra selecionada incorporaram o ágio da privatização, prejudicando os seus respectivos resultados econômico-financeiros, como por exemplo: AES-SUL, CELPE, COELBA, COSERN, CPFL, ELEKTRO e RGE (...) [e que] as empresas da amostra registraram, no ano de 2002, um prejuízo de R\$ 9,2 bilhões e um Endividamento Líquido que quase duplicou de 1999 a 2002, enquanto o EBITDA, no mesmo período, teve um crescimento de pouco mais de 45%, demonstrando a deterioração da capacidade de pagamento das empresas”.

Vale notar que tanto o estudo desse grupo de trabalho quanto o da ABRADDEE surgem em 2003, período em que as distribuidoras estavam colhendo os amargos resultados de suas decisões de investimento e financiamento após terem passado pelo racionamento de energia. Se o trabalho de Tolmasquim *et alli* (2003) pode ser caracterizado como uma resposta às privatizações e a mudança nas relações de propriedade no setor elétrico como um todo, esses estudos vêm para registrar o evento subsequente que é a crise na atividade de distribuição no período pós-acionamento. Desses conclui-se que a crise que se deflagrara sobre o setor teve

uma natureza financeira, embora o desempenho operacional tenha sido afetado pelo racionamento de energia.

Ao final do ano de 2004 surge um outro tipo de relação entre os agentes no setor elétrico, resultante do novo modelo do setor, qual seja, a contratação de energia no âmbito do *pool*, em que os geradores, vendedores de energia, ficam expostos ao risco (de não pagamento) do conjunto de distribuidoras que forma o *pool*, ao invés de poder escolher a distribuidora a que deseja vender a sua energia. Este é o tema que motivou o texto para discussão nº 1086 do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) “Do *Ranking* das Distribuidoras ao Risco de Crédito no *Pool* – A remuneração dos Investimentos em Geração Elétrica no Brasil” (Rocha e Garcia, 2005). Nesse trabalho os autores, utilizando-se de indicadores de estrutura de capital, de liquidez e de rentabilidade, estimaram um *ranking* e *ratings* para vinte e cinco distribuidoras com base na metodologia de *cluster* e atribuíram o risco de crédito no *pool* ao *rating B-* (dois níveis abaixo do risco Brasil), concluindo ainda que a ANEEL subestima o risco das distribuidoras de eletricidade no processo de revisão tarifária. Considerando um período de estudo de 2001 a 2004, os autores concluem ainda que as distribuidoras localizadas no Sul/ Sudeste apresentam um *spread* de risco superior àquelas localizadas na região Norte/ Nordeste. Outra conclusão relevante diz respeito à precificação racional da relação risco/ retorno. Com base no novo risco do *pool*, os autores calcularam o custo de oportunidade do capital necessário à remuneração dos investimentos em geração entre 13% e 16% em termos reais, que é uma taxa também superior ao custo de capital de 11,26% adotado pelo ANEEL nas revisões tarifárias de 2003 e 2004⁴⁵.

Ressalta-se, entretanto, que o período histórico considerado na análise efetuada por Rocha e Garcia (2005) pode ter comprometido suas conclusões, na medida em que compreende dois fenômenos conjunturais relevantes que afetaram as distribuidoras de maneira distinta: o racionamento de energia e a desvalorização cambial no final de 2002. Sabe-se, por exemplo, que a desvalorização cambial afetou o custo da energia contratada de Itaipu, que, por sua vez, não é adquirida pelas distribuidoras do Norte e do Nordeste. Por outro lado, algumas distribuidoras da região sul do país não aderiram ao Acordo Geral do Setor Elétrico, uma vez que o racionamento não se fez sentir nesta região. De qualquer modo, o período selecionado corresponde, como veremos ao longo das análises no próximo capítulo, ao momento em que a situação operacional e financeira de diversas distribuidoras encontrava-se num estado crítico, constituindo, pois, um caso extremo.

⁴⁵ Vide Nota Técnica nº 122/2005 - SRE/ANEEL.

A análise que constará no próximo capítulo trará muitos dos elementos já abordados nos estudos acima mencionados. Os impactos das desvalorizações cambiais e do racionamento serão visíveis. Abordar-se-á também o efeito sobre o endividamento das incorporações dos ágios de privatização, conforme mencionado no estudo do MME, BNDES, ANEEL e TN. Entretanto, concentrar-se-á na relação entre as dívidas das distribuidoras e a estratégia de seu grupo de controle, ou pelo menos, buscando traçar algum tipo de padrão de endividamento que seja comum às distribuidoras pertencentes ao mesmo grupo econômico. E mais, buscará retratar o tipo de relacionamento comprometimento que os controladores apresentaram para com suas distribuidoras no momento de crise.

II.2 – Aspectos metodológicos

Esta dissertação busca verificar se, com base na análise da evolução ao longo do período de 1997 a 2004⁴⁶ de alguns indicadores financeiros (ou múltiplos) e de algumas características do endividamento das distribuidoras, é possível identificar padrões comuns de gestão da dívida nas distribuidoras pertencentes ao mesmo grupo econômico.

A fonte dos dados são as notas explicativas às demonstrações financeiras padronizadas (DFPs) e as respectivas DFPs obtidas, para as distribuidoras analisadas de capital aberto, junto à Comissão de Valores Mobiliários (CVM) por meio do *site* www.cvm.gov.br.⁴⁷ No caso das companhias fechadas, a fonte dos dados são as Prestações Anuais de Contas (PACs) obtidas junto à ANEEL, que, em muitos casos, trazem as DFPs e suas notas explicativas publicadas em jornais de grande circulação. As principais seções analisadas nas notas explicativas foram: empréstimos e financiamentos; investimentos; debêntures; transações com partes relacionadas; capital social; e pagamento de dividendos e de juros sobre capital próprio (ou remuneração dos acionistas). Nota-se, contudo, que o tipo de seção presente nas notas explicativas pode variar de empresa para empresa e até de ano para ano no caso de uma mesma empresa.

Para testar a hipótese básica acima mencionada, uma questão que merece ser, assim, analisada é o perfil da dívida das distribuidoras. A análise da evolução dos indicadores “empréstimos e financiamentos de curto prazo/ empréstimos e financiamentos totais”; “empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira/ empréstimos e financiamentos totais”

⁴⁶ Isso posto, as tabelas e os organogramas apresentados a seguir se referem à situação das distribuidoras até dezembro de 2004.

⁴⁷ É importante mencionar que as citações dessas notas explicativas não fazem alusão à página de onde foram retiradas, uma vez que os textos obtidos do *site* constituem documentos contínuos que não apresentam, na maioria dos casos, paginação.

e “pagamento de juros/ empréstimos totais” pode levar à conclusão de que a gestão da dívida teve um perfil arriscado que pode ter contribuído para deteriorar a saúde financeira das distribuidoras.

Nesse ponto é importante mencionar que, como o foco da análise é o endividamento das distribuidoras, essa se baseia na comparação de indicadores, ou múltiplos, cuja base são os empréstimos e financiamentos totais. A cifra "Empréstimos e Financiamentos" que constará nas tabelas se refere apenas ao principal (encargos são tratados a parte), exceto quando especificado o contrário (por impossibilidade de se separar o principal dos encargos). Nas tabelas esse será o único montante apresentado em valor absoluto e nominal para todas as empresas, com base nesse serão calculados os demais "múltiplos", já que a análise é focada nessa variável.

No que tange, assim, o perfil dos empréstimos e financiamentos (que também é denominado de “endividamento” e “passivo oneroso”), segue-se a justificativa para os múltiplos selecionados:

- **empréstimos e financiamentos de curto prazo/ empréstimos e financiamentos totais:** quanto maior a participação de empréstimos e financiamentos de curto prazo no total, maior a possibilidade de a empresa enfrentar problemas de liquidez e não ser capaz de pagar o serviço da dívida (principal mais encargos); geralmente as empresas que captam recursos de curto prazo são aquelas que não apresentam capacidade financeira para captar recursos de longo prazo, os recursos de curto prazo acabam sendo, pois, mais caros porque mais arriscados. Ressalta-se, todavia, que esta característica deriva do fato de, no Brasil, os recursos de curto prazo serem mais caros em função da escassez de recursos no mercado financeiro, o que não se aplica a outros países. Nos casos analisados são exemplos de empréstimos de curto prazo os empréstimos para formação de capital de giro, as operações de conta garantida, entre outros. Vale mencionar ainda que, uma vez que os dados sobre empréstimos e financiamentos foram obtidos do balanço patrimonial (balanço)⁴⁸ de

⁴⁸ O Demonstrativo de Origens e Aplicações de Recursos (DOAR), ao contrário do balanço que apresenta o saldo da posição patrimonial da empresa ao final do período, demonstra os recursos que financiaram as atividades da empresa no ano, diferenciando-os por origens e aplicações. Nesse sentido, seria mais adequada a utilização dos dados referentes a empréstimos e financiamentos captados no ano (origem) e aos pagamentos de principal e juros no ano (aplicação) para representar melhor o comportamento das firmas. Entretanto, as notas explicativas sobre empréstimos e financiamentos não permitem decompor as cifras de empréstimos e financiamento que constam no DOAR de modo a viabilizar a análise que se pretende fazer nesta dissertação. Um exemplo seria diferenciar as captações de curto prazo daquelas de longo prazo ou aquelas em moeda estrangeira daquelas em moeda nacional. Por falta de informações consistentes sobre esses valores no DOAR, optou-se por se utilizar os dados de balanço. Que são aqueles acompanhados pelas notas explicativas.

cada empresa, a parcela de curto prazo engloba também os montantes que estão vencendo no ano seguinte, mesmo se tratando de uma captação de longo prazo. A análise de uma série histórica de dados pode, assim, ser mais útil para se ter uma noção do tipo de captação sendo efetuada, visto que, ao longo de um período, uma empresa que consegue fazer captações principalmente no longo prazo, apresentará sempre um saldo maior nos empréstimos e financiamentos de longo prazo.

- **empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira/ empréstimos e financiamentos totais:** quanto maior a participação de recursos em moeda estrangeira sobre o total de empréstimos e financiamentos, mais arriscado o perfil desse endividamento, principalmente quando não são contratados instrumentos de proteção contra variação cambial (*hedges* ou *swaps*)⁴⁹. Há de se considerar ainda que, se por um lado esses instrumentos reduzem o risco de descasamento de moedas, eles representam um custo para empresa. Por outro lado, considerando-se que os recursos em moeda nacional são mais escassos e podem ser mais onerosos, não se pode condenar a prática de captação recursos externos *a priori*, apesar de esses carregarem o risco de variação da taxa de câmbio.

O próximo passo da análise é tentar verificar que tipo de empréstimo e financiamento compõe o endividamento oneroso das distribuidoras. Tentar-se-á desagregá-los em quatro tipos: empréstimo de bancos comerciais, empréstimos com partes relacionadas, empréstimos do BNDES e recursos oriundos da emissão de títulos, como *commercial papers* e debêntures. Esta segregação se deve às características específicas de cada tipo de fonte de financiamento.

Primeiramente, analisemos o caso dos empréstimos bancários. Considerando-se que o mercado de capitais brasileiro ainda está em fase de desenvolvimento, os empréstimos bancários ainda constituem a principal forma de endividamento das empresas. Os recursos nesse mercado são, contudo, escassos. Como “escasso” entende-se, neste caso, que o principal destino dos recursos aplicados nos bancos comerciais brasileiros é o financiamento do setor público, que constitui uma demanda contínua por recursos mas oferece menor risco do que o setor privado. Exige-se, assim, uma remuneração superior do financiamento concedido ao setor privado em relação àquela exigida do setor público, a qual, por sua vez, não é baixa, considerando-se a taxa de juros básica da economia comparada aos níveis internacionais.

⁴⁹ A princípio, os valores das operações de *hedge* não foram considerados na análise, em função de nem todas as empresas fazerem alusão a esses instrumentos de forma consistente ao longo do período analisado. Por outro lado, em alguns casos, esses valores são incorporados aos empréstimos e financiamentos ou aos encargos, dependendo de como algumas empresas efetuam suas demonstrações.

Por outro lado e como alternativa ao crédito bancário, analisemos as condições necessárias para a emissão de debêntures, *commercial papers*, notas promissórias⁵⁰, entre outros. Quando uma empresa emite títulos no mercado de capitais, ela está buscando recursos mais baratos do que o de crédito bancário, que, por serem bastante escassos no Brasil, acabam sendo mais onerosos. Uma vez que o processo de emissão implica custos significativos, a emissão só ocorre quando a empresa espera conseguir colocar todos os títulos a mercado, ou seja quando a percepção do risco dessa pelos investidores lhe é favorável.

No que tange aos empréstimos e financiamentos oriundos do BNDES, é importante relembrar que, se por um lado o BNDES, enquanto banco de fomento, constitui uma das principais fontes nacionais de recursos para financiar o investimento em infra-estrutura, por outro, no âmbito das empresas privatizadas, algumas foram adquiridas pelos novos grupos controladores com auxílio do BNDES. Conforme mencionado, o BNDES foi o gestor do PND, programa que fez com que as distribuidoras federais fossem as primeiras a serem privatizadas. Posteriormente, por meio da instituição de seus próprios programas de privatização, vários estados da federação privatizaram suas distribuidoras de eletricidade, contando com o apoio do BNDES, quer seja sob a forma de assessoria técnica, quer seja sob a forma de banco financiador.

Destarte, é natural que se verifique que muitos grupos controladores contraíram empréstimos junto ao BNDES para a compra de suas controladas, uma vez que nisso consistiu boa parte da atratividade do programa de privatizações brasileiro. Enquanto financiador dos programas de desestatização, o BNDES apoiou a parte compradora financiando parte do preço mínimo da concessionária. As principais condições desse financiamento, como relembra o relatório do TCU (2003), foram:

- Participação máxima do sistema BNDES limitada a 50% do preço mínimo do leilão;
- Encargos do BNDES de 2,5% a.a.;
- Taxa de risco de até 2,5% a.a.;
- Prazo da operação entre 5 e 8 anos; e

⁵⁰ As notas promissórias foram incluídas quando constantes no item “Empréstimos e Financiamentos” das notas explicativas às DFPs. Em alguns casos, essas foram emitidas como garantias aos empréstimos e

- Prazo de carência entre 1 e 2 anos.

No que diz respeito aos condicionantes do desempenho das distribuidoras privatizadas, outro aspecto relevante merece ser observado: algumas distribuidoras privatizadas tornaram-se controladoras de outras, que foram privatizadas posteriormente. Escelsa, Light e CPFL são, assim, exemplos de distribuidoras que se endividaram com o BNDES para adquirir outras distribuidoras, como é possível verificar na tabela 2.1, que lista os financiamentos concedidos pelo BNDES aos vencedores dos leilões de privatização:

Tabela 2.1 – Financiamentos do BNDES aos vencedores dos leilões

Empresa	Data	UF	Comprador	Preço de Compra (R\$ Milhões)	Valor financiado pelo BNDES (R\$ Milhões)	%
ESCELSA	jul/95	ES	EDP, IVEN S.A, GTD Participações	360	0	
LIGHT	mai/96	RJ	AES; Houston; EDF; CSN	2.220	0	
CERJ	nov/96	RJ	Endesa (Sp); Enersis; EDP	605	0	
CEMIG (*)	jun/97	MG	Southern - AES	1.200	600	50,0%
COELBA	jul/97	BA	Iberdrola; BrasilCap; Previ; BBDTVM	1.731	488	28,2%
RGE	out/97	RS	VBC; Pseg Brasil; Previ	1.635	448	27,4%
AES Sul	out/97	RS	AES	1.510	0	
CPFL	nov/97	SP	VBC; Previ; Fundação CESP	3.015	886	29,4%
ENERSUL	nov/97	MS	Escelsa (Iven-EDP)	626	170	27,2%
CEMAT	nov/97	MT	Grupo Rede, Inepar	392	162	41,3%
ENERGIPE	dez/97	SE	CAT-LEO, Uptick	577	147	25,5%
COSERN	dez/97	RN	Coleba; Guaraniãna; Uptick	676	0	
COELCE	abr/98	CE	Consórcio Distriluz(Enersis, Chilectra, Endesa, Cerj)	997	0	
ELETROPOL	abr/98	SP	Light - AES/EDF (Privatização)	2.026	1.013	50,0%
ELETROPOL	jan/00	SP	AES (compra de ações PN)	0	2.060	100,0%
CELPA	jul/98	PA	QMR Participações S.A. (Grupo Rede e Inepar)	465	225	48,4%
ELEKTRO	jul/98	SP	Enron	1.479	0	
BANDEIRANTE	set/98	SP	EDP - CPFL	1.010	357	35,3%
CELB	nov/99	PB	CAT-LEO	90	43	47,8%
CELPE	fev/00	PE	Iberdrola	1.780	0	
CEMAR	jun/00	MA	Pensylvania Power	550	0	
SAELPA	nov/00	PB	CAT-LEO - Energipe	363	181	49,9%
Total				23.307	6.780	

F

Fonte: Relatório TC-013.137/2003-8; elaboração própria.

(*) O caso da CEMIG será analisado em maiores detalhes no próximo capítulo.

Outra observação relevante, diz respeito à origem dos recursos emprestados pelo BNDES. Principalmente no caso dos recursos utilizados para financiar os interessados nas privatizações brasileiras, o BNDES forneceu os recursos que captou no mercado externo. Assim, no caso das distribuidoras que captaram recursos para adquirirem outra empresa com financiamentos do BNDES no âmbito dos programas de desestatização, notar-se-á que este financiamento comprometerá também o perfil do endividamento da distribuidora que captou o recurso, elevando a participação dos recursos em moeda estrangeira no total.

O custo dos empréstimos e financiamentos concedidos pelo BNDES, por sua vez, refletem diretamente o custo de captação do BNDES. Aqueles que têm como origem as

financiamentos. As garantias não foram, contudo, incluídas na análise, exceto quando expressamente

captações do banco em moeda estrangeira, como é o caso dos recursos utilizados para financiar as aquisições no âmbito das privatizações, apresentam um custo que se baseia num custo médio das captações do BNDES no mercado internacional. Esse custo médio se compõe da seguinte forma⁵¹:

- “UMBNDDES - Unidade Monetária do BNDES: reflete as variações cambiais diárias de todas as moedas nas quais o Banco efetua captações (cesta de moedas);
- Taxa de Juros Variável: média ponderada de todas as taxas e despesas não tributárias, incorridas pelo BNDES na captação dos recursos externos, apurada trimestralmente; e
- Imposto de Renda: equivale ao imposto de renda médio ponderado, incidente sobre os juros remetidos pelo BNDES aos credores externos, também apurado trimestralmente”.

Já os empréstimos denominados em moeda nacional têm como origem os recursos do Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT) e do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) e do Tesouro Nacional, esse último, no caso de programas específicos. O custo financeiro do empréstimo é, assim, a TJLP⁵² (taxa de juros de longo prazo) mais um *spread*, que varia, com base nas notas explicativas analisadas, entre 3% e 8%⁵³. Tais recursos são configurados como sendo os mais baratos no mercado de crédito brasileiro e têm como objetivo primordial financiar o investimento. Destaca-se, nesse contexto, as operações de FINAME (Financiamento a Máquinas e Equipamentos) e de FINEM (Financiamento a Empreendimentos) em que o BNDES pode atuar de duas formas: por meio do apoio direto (operação realizada diretamente com o BNDES) ou do apoio indireto (operação realizada através de instituição financeira credenciada). É importante mencionar que constam na

mencionado o contrário.

⁵¹ Fonte: www.bndes.gov.br/produtos/custos/cesta/cesta.asp

⁵² Segundo o site do BNDES (www.bndes.gov.br), a “Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31.10.94, publicada no Diário Oficial da União em 03.11.94, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES.

Posteriormente alterações ocorreram através da Medida Provisória nº 1.790, de 29.12.98 e da Medida Provisória nº 1.921, de 30.09.99, convertida na Lei nº 10.183 de 12.02.2001.

A Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP tem período de vigência de um trimestre-calendário e é calculada a partir dos seguintes parâmetros:

I - meta de inflação calculada pro rata para os doze meses seguintes ao primeiro mês de vigência da taxa, inclusive, baseada nas metas anuais fixadas pelo Conselho Monetário Nacional;

II - prêmio de risco.

A TJLP é fixada pelo Conselho Monetário Nacional e divulgada até o último dia útil do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência”.

⁵³ O BNDES pode emprestar recursos direta ou indiretamente. No caso dos empréstimos diretos, o custo desse será o *Custo de captação do BNDES + Remuneração do BNDES + Outros Encargos*, já no caso dos empréstimos indiretos, em que as empresas obtêm os recursos repassados por uma instituição financeira comercial, o custo desse é *Custo Financeiro + Remuneração do BNDES + Remuneração da Instituição Financeira Credenciada + Outros Encargos*. No caso da TJLP especificamente, o *spread* cobrado diz respeito às parcelas *Remuneração do BNDES* e *Remuneração da Instituição Financeira Credenciada*, essa última somente nos empréstimos indiretos. Como a forma de discriminação dos empréstimos nas notas explicativas às demonstrações financeiras padronizadas varia de empresa para empresa, muitas vezes não se sabe se o recurso do BNDES foi obtido direta ou indiretamente, daí o *spread* constatado variar tanto.

categoria “BNDES” também os montantes repassados por outros bancos comerciais mas cuja origem sejam recursos do BNDES, sempre que verificável.

No caso específico da distribuição de eletricidade, constatar-se-á que ocorreu uma variação da participação do BNDES nos empréstimos e financiamentos em decorrência do racionamento de energia, que aconteceu do início de junho de 2001 ao final de fevereiro de 2002 e resultou na queda do faturamento das distribuidoras de eletricidade, comprometendo, assim, sua saúde financeira. O Acordo Geral do Setor Elétrico criado, pois, para minimizar esse impacto, previu a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica. Esse foi instituído pelo governo federal para suprir a insuficiência de recursos das empresas distribuidoras que não puderam repassar para as tarifas a elevação dos custos não gerenciais (Parcela A), principalmente a aquisição de energia de Itaipu. Ao BNDES coube conceder financiamentos lastreados em recursos do Tesouro Nacional, conforme a Lei 10.762 de 2003. Os empréstimos são atualizados monetariamente pela variação da taxa “Selic⁵⁴”, acrescida de juros remuneratórios de 1,0% ao ano.

No que tange ainda ao BNDES, vale lembrar ainda que, diante do quadro de crise financeira que as distribuidoras enfrentavam ainda no ano de 2003 muito em função do impacto do racionamento sobre seus faturamentos, o BNDES criou o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras Energia em setembro de 2003. Conforme consta no site do banco⁵⁵: Nos dados para todas as distribuidoras analisadas, até dezembro de 2004, não se faz contudo menção à captação dessa linha de financiamento.

A outra forma de captação considerada são os empréstimos entre partes relacionadas, mútuos ou *intercompany loans*. É importante frisar que se trata de um comportamento bastante comum em empresas transnacionais, uma vez que esses podem ser utilizados como forma alternativa ao pagamento de dividendos (e de juros sobre o capital próprio, no caso do Brasil) para o envio de recursos para as matrizes: a controladora captada recursos no exterior a uma taxa inferior à taxa do empréstimo feito por essa a sua controlada. A preocupação que se tem com relação aos *intercompany loans* no caso das distribuidoras, entretanto, resulta de essas prestarem um serviço regulado. Assim, sob a lógica de que o equilíbrio econômico-

⁵⁴ Segundo o Banco Central ([www. http://www.bcb.gov.br/?SELICDESCRICA0](http://www.bcb.gov.br/?SELICDESCRICA0)), trata-se da taxa apurada no Selic (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), “obtida mediante o cálculo da taxa média ponderada e ajustada das operações de financiamento por um dia, lastreadas em títulos públicos federais e cursadas no referido sistema ou em câmaras de compensação e liquidação de ativos, na forma de operações compromissadas”.

⁵⁵ Vide: <http://www.bndes.gov.br/noticias/not676.asp>

financeiro dessas estaria garantido pelo contrato de concessão, é possível que alguns desses controladores tenham adotado uma estratégia de financiar suas operações com *intercompany loans*, onerando, contudo, excessivamente a concessão.

Existe, entretanto uma racionalidade por trás da utilização dos *intercompany loans* que deriva da análise da estrutura de capital da empresa⁵⁶. Conforme apresentado por Prates e Leal (2005), o custo de capital próprio de uma empresa é, em sua essência, maior que o custo de capital de terceiros e, se considerados, adicionalmente, os benefícios fiscais advindos do endividamento, a utilização de endividamento crescente tende a reduzir o custo médio ponderado de capital, aumentando o valor de mercado da empresa e o retorno do capital próprio investido. Tal prática pode ocorrer, contudo, até um certo limite, uma vez que:

“Um endividamento crescente aumenta o risco da empresa, dado que é uma obrigação contratual e está quase sempre atrelado a garantias dos próprios ativos da empresa. Essa obrigação de pagamento eleva os custos fixos da empresa, o que aumenta a sua alavancagem operacional, tornando-a mais suscetível a reduções de receita ou margem e, conseqüentemente, elevando os seus riscos de falência, os quais seriam associados a maiores custos de financiamento, inerentes a possíveis dificuldades financeiras em que ela poderia vir a incorrer em caso de falência.” (Prates e Leal, 2005, p.204).

No caso, os *intercompany loans* são considerados “capital de terceiros” e não capital próprio apesar de advirem dos acionistas ou de partes relacionadas. Além de o endividamento poder às vezes elevar o retorno por ação do acionista⁵⁷, trata-se, no mais, de uma mudança da exposição de risco deste ao risco da empresa, de investidor para financiador.

Ainda no tocante aos empréstimos entre partes relacionadas, outro ponto relevante diz respeito às distribuidoras que controlam outras distribuidoras, ou seja, às estruturas acionárias resultantes das privatizações, que criaram a possibilidade de distribuidoras adquirirem o controle de outra distribuidora. Assim, criou-se a possibilidade de que uma concessão (a da controladora) fosse onerada com a captação de empréstimos e financiamentos para outro fim que não o de financiar sua operação e seus investimentos, mas sim para emprestar recursos para uma controlada com o intuito de ganhar com a diferença de taxas entre a captação e o empréstimo.

Ressalta-se, contudo, que não são todas as empresas que incorporam os empréstimos e financiamentos obtidos junto a partes relacionadas nessa categoria. Muitas vezes esses são expostos em outra seção (como, por exemplo, em “Operações com Partes Relacionadas”).

⁵⁶ Apesar de relevante, essa análise não será incorporada nesta dissertação, uma vez que o assunto é muito abrangente e poderia resultar na perda de foco do presente estudo. Para maiores informações sobre esse assunto, recomenda-se a leitura de Spiegel e Spulber (1994) e (1997); Prates e Leal (2005); Procianny (2001), Ross, Westerfield, Jordan (1998) e ANEEL (2003 B).

⁵⁷ Vide Procianny (2001).

Buscou-se, assim, sempre que possível com base nas informações oferecidas, adicionar os empréstimos e financiamentos obtidos junto a partes relacionadas ao total⁵⁸.

Considerando que existem empréstimos e financiamentos que não podem ser incluídos em nenhuma das categorias acima mencionadas, foi criada uma outra categoria “outros” que incorpora esses montantes. Em “outros” constam assim as dívidas com o Tesouro Nacional que, na maioria dos casos⁵⁹, resulta da repactuação da dívida externa no âmbito do Plano Brady do início dos anos 90; as dívidas com planos previdenciários⁶⁰, empréstimos e financiamentos obtidos junto à Eletrobrás⁶¹, entre outros.

Uma vez tendo analisado o perfil e a composição do endividamento, tenta-se verificar qual é o custo desse endividamento por meio da comparação do montante de encargos⁶² incorridos e devidos com o saldo do principal a pagar. Assim, o primeiro indicador a ser calculado é “encargos/ principal”. Este pode fornecer a idéia sobre se os encargos são muito elevados ou não em relação ao principal, ou seja, o quão oneroso é o endividamento. É também retratada a composição desses encargos: são calculados indicadores que reflitam a participação relativa dos encargos em moeda estrangeira no total de encargos devidos e a participação relativa dos encargos de operações de mútuo no total de encargos devidos. Esse último indicador busca verificar o quão onerosas são as operações com partes relacionadas em relação a todas as fontes de endividamento.

Há de se fazer, contudo, uma grande ressalva sobre esses indicadores de custo, uma vez que a demonstração contábil dos encargos difere de empresa para empresa e às vezes entre anos para a mesma empresa. Assim, em todas as situações em que foi possível, os

⁵⁸ A mesma incongruência pode ser verificada no caso das *debêntures*, uma vez que várias empresas as separam da cifra “empréstimos e financiamentos”, ou, o que é pior, às vezes as incorporam na cifra e às vezes as tratam de forma separada.

⁵⁹ Nem sempre as notas explicativas trazem um maior detalhamento sobre a origem do endividamento com o Tesouro Nacional.

⁶⁰ Os valores referentes aos fundos de previdência privada/ de seguridade social só foram incluídos na categoria “outros” quando apresentados pela empresa no item “empréstimos e financiamentos” de suas notas explicativas, ou seja, quando essas entenderam que esse tipo de exigível deveu ser caracterizado como um tipo de empréstimo ou financiamento. De qualquer modo, o que se verificou é que boa parte desse tipo de endividamento teve origem nos processos de preparação para venda, i.e. foram herdados da situação financeira das empresas de antes das privatizações, quando muitos Estados estiveram em situação de inadimplência com esse tipo de obrigação. Não constitui, assim, um tipo de dívida sobre o qual os novos acionistas privados tivessem muita gerência.

⁶¹ Nesta categoria estão incluídos recursos da RGR (Reserva Global de Reversão), dos programas federais Luz no campo, Luz para Todos, além de outros recursos não especificados. Em vários casos será possível notar que a parcela “outros” dos empréstimos e financiamentos será mais significativa nos anos iniciais da análise, o que se deverá, em muitos casos a valores devidos à Eletrobrás. Por outro lado, pouca informação é fornecida sobre esses.

⁶² São considerados os encargos nominais, que constam nas notas explicativas às demonstrações financeiras padronizadas.

encargos foram separados do principal e decompostos de modo a se analisar as participações relativas dos encargos em moeda estrangeira e das operações de mútuos no total.

O próximo passo consiste na análise da compatibilidade do endividamento com a geração de caixa operacional da empresa, i.e. a real capacidade de pagamento da dívida com base no resultado do serviço. Como aproximação do resultado operacional utilizar-se-á o EBITDA. A sigla EBITDA corresponde ao “Earning Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization”, o que significa em português “Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização”, também conhecido como LAJIDA. O EBITDA é utilizado freqüentemente como uma aproximação do valor do “Fluxo de Caixa Operacional” de uma empresa, ou seja, uma aproximação do caixa resultante da operação após pagas as despesas operacionais e o custo do produto vendido, conforme especificado na metodologia de cálculo a seguir:

DO DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO:

Receita Líquida de Vendas
 (-) Custo dos Produtos Vendidos
 = Lucro Bruto
 (-) Despesas Operacionais
 Vendas
 Administrativas e Gerais
 Financeiras (Juros)
 = Lucro Operacional

DETERMINAÇÃO DO EBITDA:

Lucro Operacional
 (+) Depreciação / Amortização inclusa no CPV e Despesas Operacionais
 (+) Juros
 = EBITDA

Ressalta-se, entretanto, que por se tratar de uma aproximação de geração de caixa operacional bruta, a geração de caixa destinada ao pagamento dos empréstimos e financiamentos tende a ser ainda menor, dada a prioridade para pagamento de impostos, principalmente o imposto de renda.

Os indicadores que serão calculados para as empresas, buscando verificar se essas, com os resultados de suas operações, são ao menos capazes de pagar o total da dívida captado e as despesas financeiras relacionadas a essa são:

No mais, é importante mencionar que, embora poucas empresas tenham criado em suas demonstrações financeiras, a distinção entre encargos com vencimento de curto prazo e longo prazo, nesta análise eles foram

- **Margem EBITDA:** é a razão entre o EBITDA e a receita líquida e representa quanto do resultado líquido sobra depois de pagos todos os custos operacionais, ou seja, a saúde operacional da empresa; e, em muitos casos, o acompanhamento da evolução da margem EBITDA mostrará que o problema das distribuidoras analisadas não foi operacional mas sim financeiro; por outro lado, para a maior parte das distribuidoras analisadas a margem EBITDA sofrerá os impactos do racionamento (redução da receita) e das desvalorizações cambiais (aumento dos custos);
- **Empréstimos e Financiamentos/ EBITDA:** representa uma aproximação do número de caixas operacionais (equivalentes àquele do ano em questão) que seria necessário gerar para saldar pelo menos o principal dos empréstimos e financiamentos devidos; ou mais: pode ser entendido como o número de anos que seriam necessários para pagar o total do principal devido, considerando-se a geração de caixa operacional de um determinado ano e que essa fosse utilizada unicamente para o pagamento do principal.
- **EBITDA/ Encargos Totais:** indica quantas vezes o caixa operacional gerado pela empresa no ano pode pagar os encargos devidos.

Depois de analisados , o perfil do endividamento, a sua composição, o seu custo e a capacidade operacional da distribuidora de fazer jus ao nível de endividamento praticado, resta, por fim, tentar verificar o tipo de relacionamento estabelecido entre controladas e controladores. Nesse sentido, buscar-se-á verificar o quão comprometida a controladora esteve com a distribuidora durante o período analisado com base nos aportes de capitais efetuados, por um lado, e no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio da controlada para a controladora. Há de se acompanhar também os investimentos feitos pelas distribuidoras em controladas e coligadas que demonstra a sua atuação no papel de controladora e também o seu papel dentro da estrutura de controle do grupo econômico. Quando relevante, serão apresentados outros indicadores que auxiliem na caracterização desta relação⁶³.

Isso posto, o primeiro indicador que analisar-se-á terá como referência a remuneração dos acionistas e será o múltiplo em relação aos empréstimos e financiamentos dos dividendos e juros sobre capital próprio previstos/ propostos que constam na demonstração de Mutação

do Patrimônio Líquido. Este indicador é relevante por ser capaz de mostrar se os controladores se preocuparam ou não em descapitalizar as distribuidoras em momentos de crise⁶⁴. De forma contrária, será possível também detectar os casos em que os controladores não auferiram esses pagamentos, o que pode demonstrar uma postura de comprometimento com a empresa e de expectativa de retorno do investimento em mais longo prazo.

O segundo aspecto que será considerado são as capitalizações feitas pelos acionistas. Ao contrário dos *intercompany loans* já comentados, o aporte de capital do acionista resulta em uma assunção de risco mais elevada pelo acionista ao invés do credor. Isso porque, conforme mencionado em Ross *et alli* (1998, p. 41):

“À medida que uma empresa toma dinheiro emprestado, geralmente oferece aos credores preferência em relação a seus fluxos de caixa. Os proprietários têm direito somente ao valor residual, aquela parcela remanescente após todos os pagamentos terem sido feitos aos credores. O valor desta parcela residual é o patrimônio dos proprietários na empresa (...)”.

Será calculado, assim, um múltiplo em relação aos empréstimos e financiamentos, dos aportes de capital efetuados pelos acionistas. Com base no demonstrativo de Mutações do Patrimônio Líquido, separar-se-á somente aquelas capitalizações que resultarem de aportes de capital dos acionistas ou da conversão de dívidas contra esses em capital, por isso não serão incluídos os aumentos de capital resultantes de capitalização de reservas (pois se trata apenas de uma operação contábil).

Por fim, como já mencionado, buscar-se-á detectar se a distribuidora analisada também desempenhou um papel relevante enquanto investidora em controladas e coligadas. Trata-se de uma observação relevante, uma vez que, em alguns casos, verificar-se-á que distribuidoras elevaram excessivamente o seu endividamento comprometendo a sua saúde financeira para beneficiar, contudo, empresas controladas e coligadas⁶⁵. Há de se mencionar, também, que além do investimento (no capital próprio das controladas e coligadas), a relação da distribuidora enquanto controladora com essas empresas também pode se dar com base na concessão de empréstimos e financiamentos. Os casos em que esse comportamento constituir uma prática usual serão também abordados.

⁶³ Em alguns casos, por exemplo, será acompanhada a evolução de dividendos e juros sobre capital próprio recebidos.

⁶⁴ Considerando-se que muitas delas auferiram prejuízos líquidos em alguns anos é interessante notar se mesmo nesses anos os acionistas optaram pelo pagamento de dividendos ou de juros sobre o capital próprio.

⁶⁵ Pelas notas explicativas não se pode contudo detectar esta relação direta entre as captações de empréstimos e financiamentos e o aumento dos investimentos, as conclusões nesse sentido serão, assim, suposições, embora tudo leve a crer que esse tipo de conexão seja bastante plausível.

Outra observação relevante é que os valores de investimento utilizados no cálculo dos múltiplos se referem à diferença entre o aumento e as baixas de investimento em cada ano, verificadas no Demonstrativo de Origens e Aplicações de Recursos (DOAR). Trata-se, assim, de aquisições de novos investimentos ou da baixa de investimentos, e não de alterações no valor dos investimentos em função de seus resultados, pois esse fenômeno não afeta o capital circulante líquido, que é o objeto de análise do DOAR⁶⁶. Os investimentos podem, contudo, incluir investimento em terrenos e estudos de projetos. Esse tipo de investimento, contudo, foi raro nos casos analisados e apresentou pouca relevância em relação aos investimentos em empresas coligadas e controladas.

II.2.1 – Algumas observações sobre a metodologia adotada

Na seção anterior foi descrita a metodologia utilizada na análise do endividamento das distribuidoras e de sua relação com o seu grupo econômico. Alguns aspectos merecem, contudo, considerações adicionais.

O primeiro diz respeito à falta de consistência verificável na apresentação dos dados nos demonstrativos contábeis de uma empresa e em suas notas explicativas ao longo dos anos analisados⁶⁷. A leitura das notas explicativas constituiu, assim, o principal instrumento para buscar acompanhar a evolução dos indicadores analisados. Por isso, os valores apresentados podem diferir um pouco daqueles constates nos demonstrativos para uma determinada cifra/categoria, por ter sido necessário, em alguns casos, agrupar ou segregar valores. Um exemplo relevante é a soma dos empréstimos e financiamentos com partes relacionadas e das debêntures e outros títulos emitidos aos empréstimos e financiamentos totais no caso das empresas que não incluem (em todos os anos analisados ou em alguns desses anos apenas) essas cifras no item “empréstimos e financiamentos” de suas notas explicativas e em suas demonstrações financeiras. Foi, assim, necessário unificar algumas formas de exposição de dados, uma vez que essas formas diferiram bastante de empresa para empresa nos anos analisados.

Outra questão que merece ser mencionada é que, apesar de as DFPs e suas notas explicativas trazerem os dados para o ano que se propõem a retratar (o ano do exercício) e

⁶⁶ Vide Idícus, Martins e Gelbcke (2003), pp. 384 - 390.

⁶⁷ Merece ser registrado que existe uma discussão sobre o quão recomendável é a padronização das demonstrações contábeis e de suas notas explicativas. Apesar de a padronização ser adequada para trabalhos como este que se baseiam na comparação intertemporal de dados entre empresas, há também aqueles que argumentem que ela deva ser desincentivada, uma vez que pode favorecer práticas contábeis não desejáveis (auditores e contadores tendem a centrar suas energias na identificação das melhores alternativas de

para os dois anos anteriores (para possibilitar comparações), por via de regra, os dados utilizados neste estudo para um determinado ano foram obtidos nos demonstrativos e notas explicativas **do ano do exercício**. Por isso, não foram consideradas as reclassificações que eventualmente foram feitas em cima dos dados dos **dois anos anteriores** àqueles do exercício⁶⁸. As reclassificações são utilizadas para melhor apresentação e comparação de dados para os três anos considerados nos demonstrativos e em suas notas explicativas, ou seja, quando essas empresas optam por alterar a forma de demonstração de seus dados⁶⁹.

No que tange à análise das relações entre partes relacionadas é, ainda, importante destacar que se procurou considerar apenas as operações de empréstimos e financiamentos entre elas. Não são raros, contudo, os casos de distribuidoras que apresentaram outros tipos de relacionamento com partes relacionadas, de cunho comercial, como a compra e venda de energia e a prestação de serviços de consultoria, entre outros. A compra e venda de energia será tão mais freqüente quanto maior forem os investimentos dos grupos econômicos (o que inclui as distribuidoras) no segmento de geração.

Finalmente, há de se registrar também que os valores considerados na análise são valores nominais, não corrigidos pela inflação do período. Parte-se do pressuposto que a análise dos dados das distribuidoras se inicia no mesmo momento no tempo e que inflação afetou todas elas da mesma maneira. No mais, buscou-se não acompanhar dados de balanço que pudessem ser distorcidos pelo efeito da inflação. É por isso que, de todos os dados analisados, os únicos extraídos do balanço patrimonial foram os referentes aos empréstimos e financiamentos que são ajustados anualmente nas demonstrações financeiras em função de suas cláusulas de sua contratação. Os demais dados que compõem os múltiplos dos “empréstimos e financiamentos” podem ser considerados corrigidos por resultarem das operações ocorridas no ano em questão⁷⁰.

contabilização, buscando reduzir as bases para pagamentos de imposto e, até, encobrir desequilíbrios) e pode desestimular inovações (em termos de gestão contábil e financeira).

⁶⁸ Mesmo porque as notas explicativas nem sempre mencionam quais os critérios que foram utilizados para essas reclassificações.

⁶⁹ Mesmo que se desejasse considerar as reclassificações, seria necessário que se iniciasse a análise pelo ano de 2004 e se ajustasse os dados dos anos anteriores, segundo as reclassificações. Tal prática inviabilizaria o entendimento das notas explicativas iniciais, uma vez que essas só retratam os dados *pré-reclassificações*.

⁷⁰ Constituindo “variáveis de fluxo” ao contrário das “variáveis de saldo”, características do balanço patrimonial, que resultam de valores carregados ao longo dos anos.

II.3 – As empresas que compõem a amostra

A análise proposta na seção anterior será aplicada sobre as principais distribuidoras privadas no período 1997 - 2004. São, assim, objeto deste estudo as vinte e nove distribuidoras de eletricidade que constam na tabela a seguir:

Tabela 2.2 – Distribuidoras analisadas

Controle Nacional			Controle Estrangeiro		
Grupo VBC (CPFL)	CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz	Grupo ENDESA	COELCE	Companhia Energética do Ceará
	PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz		AMPLA (ex CERJ)	Ampla
	RGE	Rio Grande Energia	Grupo NEOENERGIA (ex Guaraniana)	COSERN	Cia Energética do Rio Grande do Norte
Grupo REDE	CELPA	Centrais Elétricas do Pará		CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
	CELTINS	Cia. De Energia Elétrica do Estado do Tocantins		COELBA	Companhia de Eletricidade da Bahia
	CEMAT	Centrais Elétricas Mato-Grossenses	Grupo AES	ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana
	EEVP	Empresa de Eletricidade Vale Parapanema		AES-SUL	AES-Sul
	CAIUA	Caixa Serviços de Eletricidade	Grupo EDP	BANDEIRANTE	Bandeirante Energia
	CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica		ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas
	EEB	Empresa Elétrica Bragantina		ENERSUL	Empresa Energética do Mato Grosso do Sul
	CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste	Grupo EDF	LIGHT	Light
Grupo CATAGUAZES	CFLCL	Cia. Força e Luz Cataguazes-Leopoldina		Grupo ENRON	ELEKTRO
	CENF	Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo			
	SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba			
	CELB	Companhia Energética da Borborema			
	ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe			
Grupo GP	CEMAR	Companhia Energética do Maranhão			

Elaboração própria.

As tabelas no ANEXO A apresentam o universo das concessionárias de distribuição de energia elétrica no ano de 2003. Nota-se, assim, que foram excluídas da amostra as distribuidoras privadas do grupo CMS Energy, uma vez que se trata de distribuidoras com pouca representatividade. A receita bruta das quatro distribuidoras do grupo no ano de 2003, por exemplo, é inferior à receita bruta aferida pela CEMAR no mesmo ano. Foram excluídas também distribuidoras privadas menores que apresentam controladores diversos e baixa representatividade no universo das distribuidoras privadas.

Com base nas tabelas do ANEXO A verifica-se, por exemplo, que, em 2003, as distribuidoras privadas foram responsáveis por 66% de toda a receita líquida registrada no segmento, e que as distribuidoras da amostra foram responsáveis por 98,6% dessa participação. Do mesmo modo, em 2003, as distribuidoras privadas atenderam a 68% dos consumidores das concessionárias de distribuição, desses, 98,4% são clientes atendidos pelas distribuidoras da amostra.

Por fim, pode-se considerar, portanto, que a amostra selecionada é bastante representativa. Vale, ainda, mencionar que a análise se concentrou nas distribuidoras privadas uma vez que um dos objetivos do estudo do endividamento é abordar a sua relação com a

estrutura de controle e com as estratégias dos grupos de controle, o que não faria sentido para as distribuidoras estatais.

II.4 – Conclusão do Capítulo 2

Neste capítulo foram apresentados outros estudos que abordaram a questão do desempenho operacional, econômico e financeiro das distribuidoras de eletricidade depois das privatizações no setor elétrico iniciadas em meados da década de 90. Em comparação a esses estudos, pode ser constatado que a presente dissertação trará uma análise mais focada e mais detalhada sobre o aspecto do endividamento de vinte e nove distribuidoras privadas bem como do relacionamento estabelecido por essas com seus controladores e outras empresas de seu grupo econômico no que tange às transações financeiras entre partes relacionadas e seus impactos sobre a situação do endividamento das distribuidoras consideradas.

CAPÍTULO III – O ENDIVIDAMENTO DAS DISTRIBUIDORAS DE ELETRICIDADE PRIVADAS E A ESTRATÉGIA DE SEUS GRUPOS CONTROLADORES

Nos capítulos anteriores foi possível verificar que, apesar de estarem inseridas em contextos bastante diferenciados - de regiões com características distintas a períodos regulatórios não coincidentes - as distribuidoras estiveram sujeitas a condicionantes conjunturais (desvalorizações cambiais e racionamento) e estruturais (a evolução do marco regulatório) comuns que as afetou em graus distintos, impactando de forma relevante seu desempenho operacional (acionamento) e financeiro (desvalorizações). Resta, assim, constatar em que medida os aspectos conjunturais e estruturais possam ter afetado o endividamento das distribuidoras. Como veremos a seguir, o desempenho dessas também derivou das estratégias adotadas pelos grupos controladores em função de suas expectativas em relação ao desenvolvimento do mercado elétrico em geral, mas, mais especificamente, em relação ao segmento de distribuição e de geração.

É possível, assim, tentar buscar diferenças quanto a essas expectativas, que, em última instância, se refletiram em estratégias de gestão mas, principalmente, no que tange ao nosso estudo, em estratégias de gestão financeira diferenciadas. Neste sentido, seria razoável assumir que é possível observar estruturas e estratégias de endividamento semelhantes entre empresas do mesmo grupo? Buscar verificar tal comportamento constitui, assim, o objetivo do presente capítulo. Outro questionamento que se pode fazer diz respeito à existência, ou não, de comportamentos distintos em empresas de grupos estrangeiros ou nacionais. Norteia, também, o presente capítulo a tentativa de se caracterizar o papel das distribuidoras enquanto membros de grupos econômicos e sua relação com seus acionistas, e de verificar como tais comportamentos podem ter influenciado a sua saúde financeira. Neste sentido, seria interessante verificar se a capacidade de alavancagem de distribuidoras de um mesmo grupo pode ter influenciado as estratégias de captação de recursos desse. Da mesma forma, buscar-se-á verificar se a saúde financeira (em termos de nível de alavancagem e de adequação desse nível à capacidade de geração de caixa) das distribuidoras de um mesmo grupo resultará da estratégia de endividamento do grupo.

Neste sentido, será interessante observar o papel desempenhado pela agência reguladora, a ANEEL, face às estratégias adotadas. Será possível observar que o fato de a agência ter que regular a empresa de distribuição, que pode apresentar tanto atividades correlacionadas como diversas outras atividades atípicas, ao invés do contrato de concessão, em função de como foram privatizadas as distribuidoras, torna seu trabalho de regulação em um ambiente institucional ainda em formatação também mais complexo.

Outro aspecto merecedor de observação diz respeito ao papel do BNDES tanto no financiamento das privatizações quanto no financiamento de recursos (adiantados) da RTE e da CVA no momento seguido ao racionamento. É de se esperar que em tais contextos sua participação no endividamento das distribuidoras tenha sido maior.

Isso posto, inicialmente serão apresentados os grupos controladores das distribuidoras que compõem nossa amostra. Cada grupo controlador será apresentado e sua trajetória de atuação no país e na América Latina será descrita. Tal descrição se faz necessária, na medida em que é importante que se busque verificar em que estratégia de operação (integrada internacionalmente, ou, pelo menos, regionalmente) foi inserida a gestão das distribuidoras analisadas. O capítulo anterior nos forneceu a metodologia de análise e a amostra das distribuidoras com a qual se trabalhará neste capítulo. Assim, para cada grupo analisado, será efetuada uma comparação entre as distribuidoras por ele controladas com o objetivo de se retratar as semelhanças existentes, se houver, entre a gestão de seus endividamentos ou, pelo menos, de se compreender o que condicionou as relações mantidas entre essas e as demais empresas do mesmo grupo.

Por fim, antes de se iniciar as análises, identifiquemos, novamente, os grupos econômicos atuantes no mercado de distribuição brasileiro e cuja trajetória recente será comentada nas próximas seções. Entre os grupos estrangeiros, serão consideradas as espanholas Iberdrola (por meio da parceria com a Guaraniana no grupo Neoenergia) e a Endesa (no grupo hoje denominado Ampla), a portuguesa Eletricidade de Portugal (EDP), a francesa Electricité de France (EDF) e as americanas AES (hoje associadas ao BNDES na holding Brasileira Energia) e Prisma (ex- Enron). No que tange aos grupos nacionais, é importante frisar que importantes grupos nacionais privados foram constituídos ou se fortaleceram com as privatizações e se tornaram importantes players no mercado nacional de distribuição de eletricidade. Entre as empresas privadas que já existiam mas que se fortaleceram adquirindo ativos com as privatizações das distribuidoras, enquadram-se o grupo da Companhia de Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CFLCL) que, originalmente, era uma

distribuidora da zona da mata de Minas; e o Grupo Rede, cuja primeira distribuidora opera em Bragança Paulista, SP, desde 1903. Já entre os grupos constituídos com as privatizações, podemos mencionar o grupo CPFL Energia (cujos controladores são o consórcio composto pelo grupo Votorantin, o banco Bradesco, a construtora Camargo Correia; a empresa de participações Bonaire e o fundo de pensão do banco do Brasil – a Previ), e, mais recentemente, o banco de investimentos GP Investimentos.

III.1 – O Grupo Eletricidade de Portugal - EDP

O Grupo EDP constitui um dos grandes operadores europeus do setor elétrico e um dos maiores grupos empresariais portugueses. Em Portugal, a empresa participa em todas as atividades vinculadas ao sistema elétrico do país:

- **Geração:** participa do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) por meio da CPPE (que detém cerca de 82% da capacidade instalada de produção no SEP) e de participações minoritárias (10%) no capital das produtoras Tejo Energia e Turbogás. No âmbito da liberalização do mercado elétrico português, por intermédio da EDP Energia, constituída em 2000, o Grupo também fortaleceu a sua posição no SENV – Sistema Elétrico Não Vinculado, por meio da construção da Central Termelétrica do Ribatejo;
- **Transmissão:** detém 30% do capital da REN – Rede Elétrica Nacional, concessionária da Rede Nacional de Transporte;
- **Distribuição e comercialização:** atua por meio da EDP Distribuição, titular da distribuição vinculada em alta e média tensão e também concessionária da distribuição em baixa tensão.

A EDP pode ser caracterizada como sendo uma empresa de capital misto, visto que o estado português detém, direta ou indiretamente, 30,94% do capital da empresa, por meio da Direcção Geral do Tesouro, da PARPÚBLICA - Participações Públicas, SGPS, S.A.; e da Caixa Geral de Depósitos, S.A..

Em termos de atuação internacional, a EDP é o único grupo empresarial do setor elétrico da Península Ibérica com atividades de produção e distribuição nos dois países, Portugal e Espanha - onde detém o controle do 4º maior operador elétrico espanhol, a Hidrocantábrico. No mais, está presente nos setores elétricos da América Latina (com grande

representação no Brasil), da África e de Macau, nos negócios da geração, distribuição e de comercialização (figura 1).

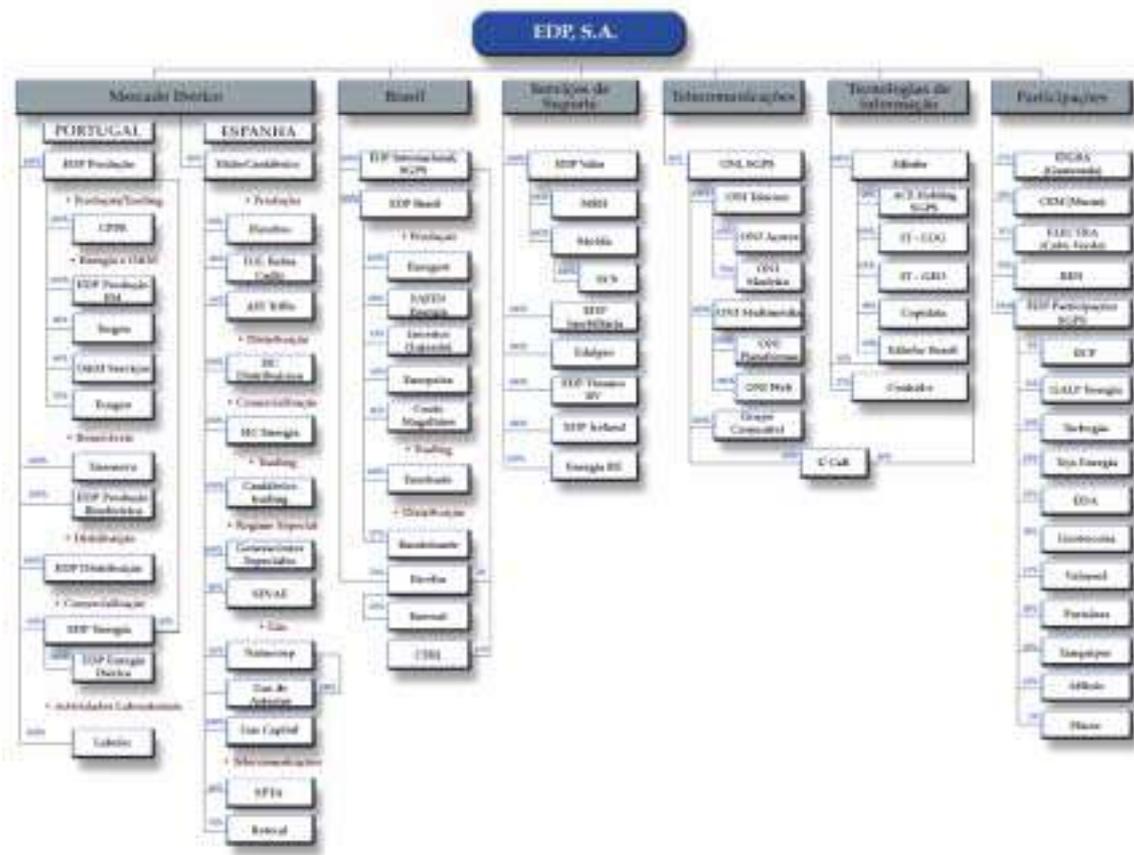
Figura 1 – Mapa dos empreendimentos da EDP em atividades no setor elétrico



Fonte: www.edp.pt.

As atividades do Grupo EDP não se resumem, contudo, ao setor elétrico, mas englobam também telecomunicações, tecnologias de informação, tratamento de água, gás, engenharia, ensaios laboratoriais, formação profissional e gestão do patrimônio imobiliário. O organograma 3.1 apresenta as empresas do grupo EDP segundo atividade e país.

Organograma 3.1 – Empresas do Grupo da EDP



Nota Geral: As 5 entidades em itálicas apresentam participação indireta.

Fonte: www.edp.pt.

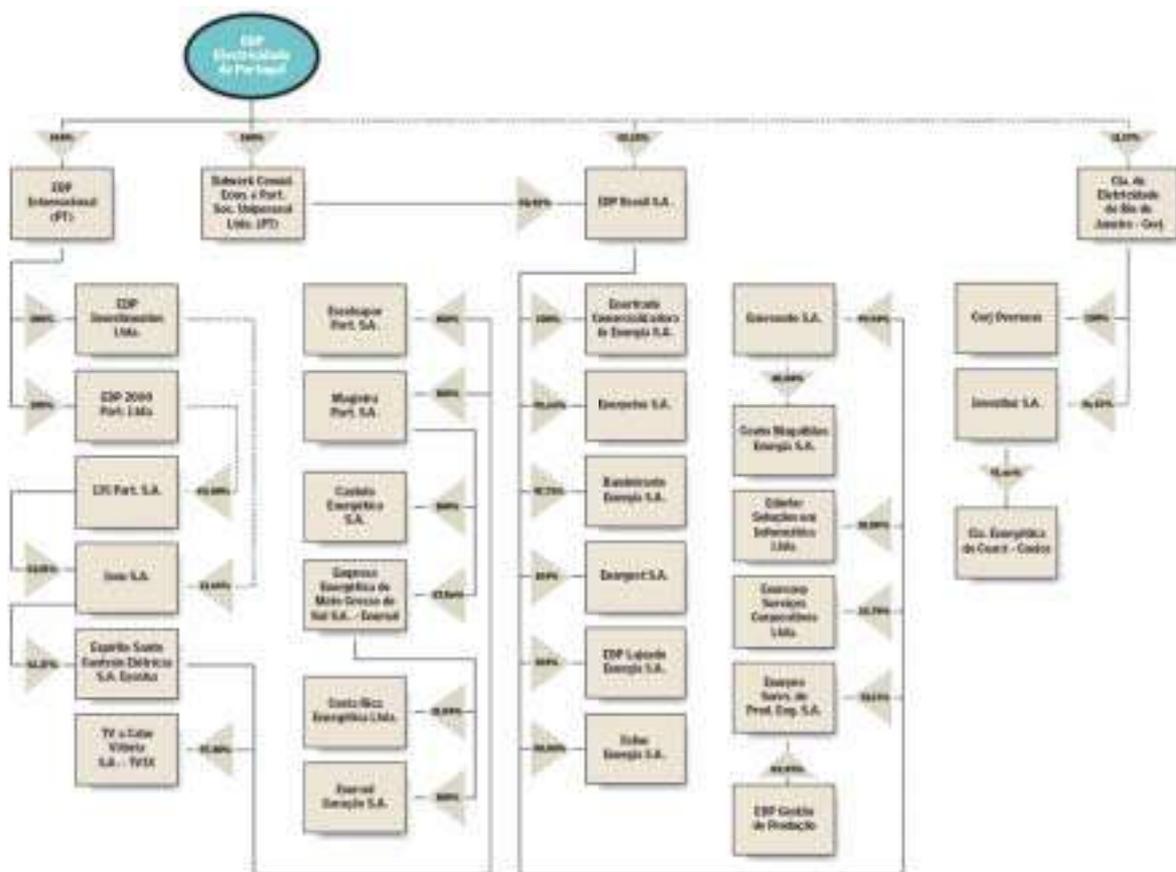
Já no Brasil, especificamente, a EDP pode ser caracterizada como sendo um dos primeiros e mais ativos participantes do programa de privatizações implementado. Conforme relata o relatório da CEPAL (2005), em 1996 adquiriu uma participação minoritária na CERJ, por meio da qual conseguiu posteriormente participar de outras empresas privatizadas, também de forma minoritária, como a COELCE. No ano seguinte adquiriu 25% da propriedade da central hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães (Lajeado). Em 1998, por meio de um leilão, a EDP e a CPFL adquiriram a distribuidora Empresa Bandeirante de Energia. Em 1999, a EDP comprou 73,1% do grupo local IVEN S.A., que detinha o controle da ESCELSA e da ENERSUL (embora já tivesse participação nessas desde suas respectivas privatizações). Com a aquisição da IVEN, passando a controlar tanto ESCELA quanto ENERSUL, se deu a consolidação da EDP no Brasil.

A estratégia da EDP não se resumiu, contudo, à aquisição de ativos de distribuição. Essa buscou estar presente também na geração e na comercialização. Na geração, o grupo

retomou a construção das hidrelétricas Peixe Angical e Couto Magalhães e deu início às obras de construção da termelétrica de Fafen em parceria com a Petrobras. Conforme já mencionado, faz parte também do consórcio que controla a usina hidrelétrica (UHE) Luis Eduardo Magalhães (ou UHE Lajeado). Na comercialização, a EDP atua também por meio da Enertrade.

Vale mencionar, contudo, que além de atuar no setor elétrico, o grupo ingressou em outros mercados por meio de empresas de informática, TV a cabo e engenharia, conforme é possível ser visualizado no organograma a seguir:

Organograma 3.2 – Empresas do Grupo da EDP no Brasil



Fonte: www.valoronline.com.br

A EDP, assim como a maioria das empresas do setor elétrico brasileiro, foi, entretanto, fortemente afetada pelos problemas econômicos, climáticos e regulatórios que resultaram na crise do setor, conforme já mencionado. A queda de demanda comprometeu sua receita e seu resultado foi ainda mais agravado pela desvalorização cambial em função da elevação do custo de sua dívida em moeda estrangeira. Com isso, apesar de em 2003 a situação do grupo

ter melhorado com as revisões tarifárias de algumas distribuidoras, o refinanciamento de sua dívida com auxílio do BNDES, a EDP adotou uma estratégia, segundo o relatório da Cepal (2005), de maximizar o valor econômico dos investimentos no Brasil abrindo mão, assim, dos ativos considerados não estratégicos.

Tendo analisado, em linhas gerais, a atuação do grupo no país, busquemos agora, entender em maiores detalhes como foram geridas financeiramente as distribuidoras do grupo nesse período econômico conturbado.

III.1.1 - O endividamento das distribuidoras de eletricidade do Grupo EDP no Brasil⁷¹

A EDP adquiriu direta ou indiretamente o controle das seguintes distribuidoras privatizadas: Escelsa, a primeira distribuidora privatizada no âmbito do PND em 1995; Enersul, privatizada em 1997; e a Bandeirante, distribuidora privatizada em 1998. Sobre a Bandeirante é importante mencionar que essa foi criada em 1998 como resultado do desmembramento da Eletropaulo – a análise dessa empresa se inicia, portanto, com esse ano.

A Bandeirante foi adquirida por um consórcio em que os acionistas eram a EDP (56%), por meio da empresa ENERPAULO – Energia Paulista S.A. e a CPFL (44%), por meio da empresa DRAFT 1 Participações S.A. Em 2001, foi aprovada pela ANEEL a cisão da Bandeirante, transformando-a em duas empresas distintas e independentes: a Bandeirante Energia S.A., passou a ser controlada pela EDP e a Companhia Piratininga de Força e Luz, pelo grupo CPFL. Nesse sentido, os dados apresentados nessa seção se referem à Bandeirante antes e depois da cisão, muito embora tanto a receita líquida quanto “empréstimos e financiamentos” tenham aumentado em valores absolutos e não diminuído após a cisão.

Começando-se, assim, pela análise do endividamento da Escelsa, a primeira distribuidora de eletricidade privatizada no âmbito do PND, a dívida que dominou (com maior participação relativa) os empréstimos e financiamentos contraídos por essa distribuidora ao longo de todo o período analisado foi a emissão, já em 1997, de *senior notes* no valor de US\$ 500 milhões no exterior, títulos esse com vencimento previsto para 2007. A emissão coincidiu com a aquisição do controle acionário da Enersul, também em 1997, por meio da empresa

⁷¹ Maiores detalhes sobre as operações de empréstimos e financiamentos do grupo podem ser encontradas no anexo B.

Magistra Participações S.A., controlada da Escelsa. Para viabilizar essa aquisição, a Escelsa realizou um investimento na Magistra de R\$ 255 milhões⁷².

É importante mencionar, contudo, que se, inicialmente as *sênior notes* foram vendidas a mercado, com o passar do tempo elas foram compradas pelo próprio Grupo EDP⁷³, com exceção das notas que foram recompradas por Escelsa e Magistra e, posteriormente canceladas⁷⁴. Para nossa análise isso significa que, a partir de 2002, essa dívida passou a ser classificada como empréstimo e financiamento obtido junto a partes relacionadas, mudando um pouco o perfil da composição dos empréstimos e financiamentos contraídos ao longo do período, conforme demonstrado na tabela 3.1:

Tabela 3.1 – Características da evolução do endividamento da Escelsa

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	560.809	676.781	914.763	974.423	1.203.914	1.935.399	1.650.118	1.577.673
Perfil								
CP/Total	0,3%	0,9%	2,3%	2,3%	2,4%	7,4%	10,6%	13,8%
ME/Total	99,5%	79,7%	84,3%	86,5%	83,1%	81,2%	77,2%	73,6%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	78,7%	75,5%	72,5%
Instituições financeiras / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,8%	5,6%	9,7%
Debêntures / Total	99,5%	79,6%	84,3%	86,5%	83,1%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	0,0%	19,3%	15,2%	12,8%	15,9%	17,1%	18,6%	16,8%
Outros/ Total	0,5%	1,1%	0,5%	0,7%	1,1%	0,4%	0,4%	1,0%
Custo								
Encargos/ Principal	4,4%	4,1%	4,1%	4,0%	3,9%	3,9%	3,5%	3,4%
Encargos ME/ Encargos Totais	96,5%	88,7%	98,5%	98,7%	97,3%	96,3%	98,0%	97,7%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	91,4%	97,7%	97,5%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	28,05%	28,23%	15,78%	23,53%	20,43%	18,16%	19,00%	17,62%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	4,76	5,23	11,08	6,47	6,79	12,73	9,20	8,75
EBITDA / Encargos Totais	4,80	4,64	2,18	3,85	3,76	1,99	3,07	3,36

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

As *sênior notes* foram assim responsáveis pelo fato de a Escelsa apresentar uma dívida quase inteiramente denominada em moeda estrangeira e com vencimento de longo prazo durante o período analisado. Empréstimos de curto prazo começam a ingressar em 2002 com base em captações junto a instituições financeiras no Brasil e no exterior, após o racionamento de energia e o aumento do conservadorismo dos mercados internacionais com relação aos investimentos no Brasil.

⁷² Pelas notas explicativas às DFPs é possível verificar que em 1998 foi contratado instrumento de proteção contra variação cambial que, no ano seguinte, foi renovado para a parcela de juros que venceriam em 2000. Depois não se faz mais alusão à contratação desse tipo de instrumento de proteção em relação a essa dívida.

⁷³ No ano de 2002, a EDP realizou oferta pública para a aquisição das demais notas. Antes do lançamento dessa oferta, a EDP detinha um total de US\$ 151,6 milhões em notas que representavam aproximadamente, 35% da totalidade daquela emissão. Com a oferta, a EDP passou a deter um total de US\$ 357,4 milhões em notas, representando cerca de 83% da emissão total. A EDP solicitou ainda à Escelsa a eliminação dos *covenants* inerentes a essa emissão.

⁷⁴ Em 1998 a Escelsa e a Magistra adquiriram US\$ 53,6 milhões em notas, que foram, então, canceladas. No ano seguinte, a Escelsa adquiriu mais US\$ 15,39 milhões dessas notas, procedendo novamente com seu cancelamento.

Considerando, então, o custo dos empréstimos e financiamentos representado pelos encargos, verifica-se que a maior parte dos encargos incorridos remuneraram as *senior notes*. É possível considerar o custo dessa emissão elevado na medida em que mais de 90% do total de encargos devidos a partir de 2002 se originaram de operações com partes relacionadas (principalmente, a emissão das *senior notes*), embora a participação relativa da dívida resultante de todas as operações com partes relacionadas não tenha superado os 80% do total. No mais, em 2002, o ano mais crítico, o EBITDA da empresa não chegava a ser equivalente nem a duas vezes o montante de encargos devidos, dos quais 97,5% se originaram nas *senior notes*.

No que tange à comparação do principal da dívida com essa geração de caixa operacional aproximada pelo EBITDA, também o ano de 2002 pode ser considerado pior no período analisado, visto que seria necessário gerar treze caixas equivalentes ao gerado no ano somente para pagar o principal dos empréstimos e financiamentos, caso esses vencessem todos nesse ano, sendo que as *senior notes* representavam 78,75% dessa dívida.

Os empréstimos e financiamentos obtidos junto ao BNDES, por sua vez, apesar de menos representativos, também constituíram uma fonte relevante de recursos. Em 1999 a Escelsa captou recursos para investimento em transmissão e distribuição com vencimento em 2010. Em 2002 e 2003 ingressaram os recursos referentes ao racionamento e à CVA. E, em 2003, a empresa conseguiu uma outra linha de crédito que, diferentemente das anteriores (remuneradas pela TJLP ou Selic mais *spread*) resultou de captações do BNDES no exterior o que implica em uma atualização desta dívida pela UMBNDES (cesta de moedas). Comportamento semelhante a este apresentou a Enersul, outra distribuidora do grupo, que, até 2002, havia captado recursos junto ao banco para investimentos em distribuição, em 2003 recebeu os recursos relacionados ao racionamento e CVA e, em 2004, realizou uma captação de recursos remunerada à UMBNDES.

Por outro lado, a Enersul apresentou uma composição de empréstimos e financiamentos bastante variada ao longo do período (tabela 3.2), diferentemente da Escelsa. Até 2002, os recursos captados junto a fontes incluídas em “outros” (Eletrobrás, Tesouro Nacional e Fundação Enersul) representavam a maior parte do saldo devedor. Em 2001, verifica-se um aumento das captações junto a instituições financeiras, recursos em sua maioria

de curto prazo (tanto em moeda nacional, o que inclui recursos do FCO⁷⁵, quanto em moeda estrangeira – a maioria atrelada à operações de *swap*, não incluídas nessa análise). No final do período, com o aumento da participação relativa dos empréstimos do BNDES, tem-se uma composição mais equilibrada. Destaca-se, entretanto, que a Enersul não recorreu à emissão de debêntures ou outros títulos para captar recursos após sua privatização.

Tabela 3.2 – Características da evolução do endividamento da Enersul

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	254.481	223.513	347.164	338.295	420.391	566.359	587.487	544.468
Perfil								
CP/Total	44,3%	27,9%	15,0%	20,2%	42,4%	38,8%	37,6%	53,2%
ME/Total	31,8%	35,1%	17,7%	27,4%	35,7%	34,0%	10,4%	30,8%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	23,5%	33,5%	12,9%	0,3%	11,5%	23,2%	12,1%
Instituições financeiras / Total	24,1%	26,1%	9,9%	18,7%	51,6%	38,9%	30,2%	37,9%
Debêntures e Outros Títulos / Total	27,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	15,0%	24,2%	18,9%	27,7%	28,4%	33,1%
Outros / Total	48,5%	50,4%	41,6%	44,2%	29,5%	21,9%	18,2%	16,8%
Custo								
Encargos/ Principal	4,3%	1,6%	8,1%	5,6%	2,5%	3,0%	5,4%	4,2%
Encargos ME/ Encargos Totais	39,6%	97,3%	7,4%	6,7%	22,7%	38,2%	19,7%	11,7%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	ND	88,0%	84,5%	48,0%	43,7%	75,1%	81,6%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	-2,81%	27,12%	21,18%	23,76%	34,56%	18,32%	26,27%	30,26%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	-42,11	3,46	5,80	4,15	2,51	7,28	3,97	2,57
EBITDA / Encargos Totais	-0,55	18,43	2,13	4,27	15,84	4,52	4,68	9,28

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível. Encargos totais em 1998 não incluem encargos das operações com partes relacionadas.

EBITDA negativo em 1997.

Se, por um lado, empréstimos e financiamentos contratados junto a partes relacionadas tiveram menor relevância para Enersul em comparação com Escelsa, não se pode, contudo, desprezar que a Enersul assinou diversos contratos de mútuo com sua controladora Magistra. Aqueles assinados no final do período analisado muitas vezes se referiam a recursos de curto prazo cuja remuneração passou a significar boa parte dos encargos incorridos anualmente. A Enersul, entretanto, por meio das notas explicativas às DFPs, afirma que esses mútuos foram “celebrados com base em taxas usuais de mercados para operações semelhantes⁷⁶”, embora não forneça informações mais detalhadas a esse respeito.

No que tange à adequação do nível de endividamento com a capacidade de a empresa gerar um caixa operacional, verifica-se, primeiramente, que a Enersul ainda não recuperou sua margem após o racionamento em 2001, embora seja nítida uma tendência de recuperação, o que não pode ser afirmado no caso da Escelsa. O ano de 2002 foi, assim, o ano em que a empresa teria mais dificuldade em liquidar todas as suas dívidas de uma única só vez, se fosse

⁷⁵ O Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste é um dos fundos constitucionais que destinam recursos a taxas mais favoráveis para investimentos em regiões cujo desenvolvimento é considerado constitucionalmente prioritário, no caso, a região Centro Oeste.

necessário. Nota-se, ainda, que, embora a empresa tenha obtido sucesso na adequação de seu endividamento oneroso a sua performance operacional depois do racionamento até 2004, mais de 50% dessa dívida em 2004 estaria prevista para vencer no ano seguinte, o que sinaliza para maiores dificuldades para a empresa no ano de 2005, considerando-se que a conjuntura poderia se tornar mais desfavorável à rolagem de dívidas. Ou seja, ao final de 2004, a empresa se encontrava numa situação vulnerável com grande parte de seu endividamento previsto para vencer no ano seguinte.

No que tange à terceira distribuidora do grupo, a Bandeirante, verifica-se que até a sua cisão essa dívida era primordialmente denominada em moeda estrangeira (tabela 3.3), o que se devia ao principal componente da categoria “outros” (que era responsável pela maior parte do da dívida onerosa até então): uma dívida junto ao Tesouro Nacional, resultante de um acordo feito entre Eletropaulo e a União em 1992. Essa dívida teria vencimentos entre 2006 e 2024.

Tabela 3.3 – Características da evolução do endividamento da Bandeirante

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	422.077	869.291	876.764	556.932	800.728	790.597	783.574
Perfil							
CP/Total	8,2%	40,7%	36,9%	40,7%	46,2%	56,5%	38,0%
ME/Total	90,3%	57,6%	63,1%	3,0%	7,5%	5,1%	45,8%
Composição							
Partes Relacionadas / Total	0,0%	21,2%	0,0%	84,9%	40,3%	33,1%	16,7%
Instituições financeiras / Total	3,3%	17,9%	0,0%	13,6%	25,8%	13,4%	45,9%
Debêntures e outros títulos / Total	0,0%	0,0%	33,8%	0,0%	0,0%	22,8%	0,0%
BNDES / Total	0,0%	0,7%	0,8%	1,3%	33,7%	30,4%	36,8%
Outros/ Total	96,7%	60,2%	65,3%	0,2%	0,2%	0,3%	0,5%
Custo							
Encargos/ Principal	4,0%	4,2%	1,2%	0,2%	8,1%	1,6%	1,9%
Encargos ME/ Encargos Totais	94,9%	73,5%	92,1%	26,9%	1,7%	5,4%	15,5%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	24,0%	0,0%	24,9%	91,7%	0,0%	70,7%
Compatibilidade com o Resultado							
Margem EBITDA	4,94%	0,98%	17,45%	13,90%	13,91%	14,35%	18,34%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	5,01	47,47	2,13	1,59	3,70	3,25	2,33
EBITDA / Encargos Totais	4,97	0,50	38,53	304,70	3,35	18,97	22,36

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Com a cisão e o fim do compartilhamento do controle da Bandeirante pela EDP e CPFL, a Bandeirante implementou uma troca de dívida, conforme descrito nas notas explicativas às DFPs de 2001:

“A Companhia promoveu em 27 de dezembro de 2001 a liquidação do saldo devedor desta dívida com a União no valor equivalente a US\$ 275,630 mil, mediante a utilização de títulos da dívida externa brasileira “Brady Bonds” adquiridos pelo valor de US\$ 203,739 mil à taxa cambial de 2,3210, pela EDP Brasil S.A. (...) [Concomitantemente, a Bandeirante firmou contrato com a EDP Brasil] no valor de R\$ 472.879, a ser amortizado em 03 parcelas, vencíveis em 02 de maio de 2002, 02 de maio de 2003 e 02 de maio de 2004.”

⁷⁶ Vide, por exemplo, as notas explicativas às DFPs de 2004.

Nesse sentido, pode-se argumentar que o perfil da dívida melhorou por se reduzir a exposição dessa à variação cambial, por outro lado, piorou porque foi antecipado o vencimento da dívida para os três anos seguintes, o que, numa empresa que vinha enfrentando dificuldades em gerar margem e num contexto de racionamento de energia poderia causar um problema de solvência para empresa⁷⁷.

A Bandeirante, ao contrário da Enersul, utilizou-se das captações por meio de emissões de títulos. Em 2000, a Bandeirante emitiu debêntures de curto prazo conversíveis em ações. Os recursos foram utilizados para liquidar captações de curto prazo junto a instituições financeiras e um financiamento obtido de parte relacionada⁷⁸. Em 2003, a Bandeirante emitiu notas promissórias cujos recursos seriam “destinados ao incremento das disponibilidades de caixa da Companhia”⁷⁹, muito embora seja possível supor que essa necessidade de incremento de disponibilidade derivou do pagamento de R\$ 150 milhões para amortizar parte da dívida com a EDP.

No que tange aos outros componentes dos empréstimos e financiamentos, assim como Escelsa e Enersul, a Bandeirante também executou operações de FINAME com o BNDES a partir de 1999 e também recebeu os recursos relacionados à recuperação de margem em 2002 e à CVA em 2004. Não se pode ignorar, também, que a empresa efetuou inúmeras captações de recursos junto a instituições financeiras, principalmente a partir de 2001, sendo essas tanto em moeda nacional quanto em moeda estrangeiras (essas geralmente atreladas a operações de *swap* cambial) e principalmente de curto prazo, em operações de conta garantida e leasing/arrendamento mercantil.

Destaca-se, entretanto, que a Bandeirante foi a primeira empresa de distribuição a captar um empréstimo junto a uma instituição de fomento multilateral depois das privatizações tão incentivadas por esses organismos. Em 2004, a empresa fez uma relevante captação junto ao BID, em moeda estrangeira (também contando com operação de *swap*) com vencimento final em até oito anos, destinada a projetos de investimento da empresa.

⁷⁷ Percebe-se, por exemplo, que o ano de 2002 foi o ano em que os encargos foram maiores em relação ao principal da dívida e nota-se também que aproximadamente 92% dos encargos incorridos remuneraram a dívida com a EDP. Nos anos de 2002 e 2003 foram amortizados R\$ 150 milhões de principal referente a essa dívida em cada ano. Os encargos incorridos em 2003, contudo, foram incorporados ao principal remanescente e esse total passou a compor o novo principal a ser amortizado em 24 parcelas mensais, com os juros a serem pagos em quatro parcelas semestrais.

⁷⁸ Um empréstimo de capital de giro de cerca de R\$ 180 milhões do Bradesco, um dos controladores indiretos da CPFL, então integrante do grupo de controle da Bandeirante.

⁷⁹ Vide notas explicativas às DFPs da Bandeirante do ano de 2003.

Considerando, por fim, a compatibilidade do endividamento da Bandeirante com sua capacidade de honrá-lo, verifica-se que a Bandeirante, entre 1998 e 2004, foi a empresa que apresentou as mais baixas margens de geração de caixa operacional no grupo até 2003, sendo superada pela Escelsa em 2004. Destaca-se, nesse quesito o desempenho da Enersul entre as empresas do grupo.

III.1.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas

Excetuando-se a operação de emissão da *senior notes* que acabou adquirindo uma característica de transação entre partes relacionadas, a Escelsa não apresentou mais empréstimos e financiamentos com partes relacionadas. Por outro lado, as operações realizadas por sua controlada Magistra, apesar de não estarem incluídas nos números analisados, também afetaram o endividamento da Escelsa, na medida em que essa necessitou de recursos para manter um investimento contínuo naquela e, para isso, precisou captar recursos. Nesse sentido, merecem destaques as operações efetuadas pela Magistra para a aquisição da Enersul: a Magistra captou recursos junto ao BNDES num valor aproximado de R\$ 170 milhões, remunerados à TJLP+ 4% e com vencimento em 2004⁸⁰ e emitiu notas promissórias num montante de R\$ 240 milhões com prazo de amortização de seis meses e encargos de 38,7% a.a..

Embora a Magistra seja receptora da maior parcela de investimentos feitos pela Escelsa em empresas controladas e coligadas (vide tabela 3.4), entre outras empresas que receberam investimentos da Escelsa ao longo do período, podem ser destacadas a operadora de TV a cabo, TVIX; outra empresa criada com o objetivo de participar de outras sociedades, a Escelsapar; e a empresa de telecomunicações, ESC90. Vale mencionar, também, que a Magistra apresentou operação de mútuo com as empresas ligadas ESC90 e Castelo Energética⁸¹.

Tabela 3.4 – A Relação da Escelsa com Partes Relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	5,7%	4,7%	2,5%	1,4%	0,0%	0,0%	2,5%	2,4%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido / Empréstimos e Financiamentos	46,5%	53,8%	0,0%	0,5%	2,1%	6,0%	8,3%	0,3%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004.

Elaboração própria.

⁸⁰ Segundo as notas explicativas às DFPs da Escelsa de 2004, esses foram liquidados em 2004.

⁸¹ A qual não consta na relação de empresas que receberam investimentos diretos da Escelsa e, por isso, não pode ser melhor identificada.

No que tange à relação da Escelsa com seus acionistas, nota-se que esses não realizaram nenhum aporte de capital na empresa ao longo do período embora tenham recebido pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio em todos os anos em que a empresa aferiu resultado positivo e até em 1999, ano em que a empresa apresentou prejuízo, por meio do pagamento de dividendos complementares àqueles pagos no ano anterior.

No caso da Enersul, é possível verificar que essa efetuou pagamento de dividendos ao longo do período (tabela 3.5) a seus acionistas, e sendo a Magistra controladora dessa, é possível que esses recursos tenham sido utilizados pela Magistra para amortizar suas obrigações principalmente as relacionadas à aquisição da Enersul. A Enersul só não pagou dividendos em 1999, 2002 (anos em que a empresa aferiu prejuízo) e em 2003. A tabela 3.5 também mostra que o pagamento à Magistra dos mútuos assinados com a Enersul também foram significativos em alguns anos.

Tabela 3.5 – A Relação da Enersul com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	4,4%	0,0%	0,8%	2,7%	0,0%	0,0%	3,1%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	24,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,1%	0,0%	2,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,2%	0,2%	0,3%	0,5%
Amortização de dívida com controladora								
Pagamento de Mútuo/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	26,2%	11,2%	0,0%	0,0%	16,5%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004.

Elaboração própria.

No que diz respeito aos investimentos realizados pela Enersul, essa é controladora da usina hidrelétrica Costa Rica, com 51% de seu capital. A princípio não se pode concluir que esse empreendimento teve algum impacto relevante em termos de ônus à concessão, mesmo porque o investimento feito não foi significativo (R\$ 8,324 milhões em 2001) e esse tem dado um retorno constante, apesar de menos significativo ainda.

Por outro lado, o único aporte de capital realizados pelos acionistas da Enersul nessa ocorreu em 1997, possivelmente ainda enquanto desdobramento do processo de privatização, e se resumiu à capitalização de créditos e à conversão em capital de algumas debêntures emitidas antes da privatização.

Por fim, verifica-se que a Bandeirante não apresentou controladas nem coligadas ao longo do período analisado, não realizando investimentos em empresas que pudessem onerar a concessão. Pela tabela 3.6, é possível ainda verificar a relação da Bandeirante com seus

acionistas. Se, por um lado, ela efetuou pagamentos de dividendos em todos os anos em que aferiu resultado positivo, a empresa só recebeu recursos dos acionistas em dois momentos: no ano de sua constituição e em 2000, com a conversão de parte das debêntures emitidas no mesmo ano com vencimento de curto prazo em ações.

Nota-se, por outro lado, que o interesse do Grupo EDP pela Bandeirante pode ser notado ainda antes da cisão. Em 2000, a Enerpaulo (do Grupo EDP) promoveu a compra de 95% das ações que estavam em circulação no mercado por R\$ 590 milhões, aumentando, assim, sua participação no controle da Bandeirante.

Tabela 3.6 – A Relação da Bandeirante com Partes Relacionadas

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas							
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	1,5%	1,1%	0,2%	3,0%	11,3%
Aportes de Capital							
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	62,9%	0,0%	2,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004
Elaboração própria.

Cabe, finalmente, mencionar que, após a cisão em 2001, a Bandeirante incorporou a parcela cindida da anterior controladora, Enerpaulo, visando a obtenção dos benefícios fiscais resultante dessa incorporação, com anuência da ANEEL, visto que a empresa criou provisão para a manutenção da integridade do patrimônio líquido, conforme Instrução CVM nº 349/01.

III.2–O Grupo Electricité de France - EDF

A EDF – Electricité de France – é a empresa elétrica da França, 100% estatal, cujo status jurídico foi alterado para sociedade anônima somente em 22 de julho de 2004.

O Grupo EDF constitui uma rede integrada de empresas energéticas. Na França, desde 1946, a EDF é líder na geração e distribuição de eletricidade, e, no mundo, fornece energia e serviços a 41,6 milhões de clientes, dos quais 35,6 milhões estão na Europa. Além de operar na Europa, possui negócios na América do Sul, na Ásia e na África⁸². O Grupo EDF é composto por 72 sociedades de participação, espalhadas geograficamente em torno da *holding* Electricité de France: 20 na França, 29 na Europa e 23 no resto do mundo.

No setor elétrico, a EDF se faz presente na geração de bases térmica, nuclear ou “clássica” (carvão, diesel ou gás), hidráulica, eólica, solar ou por meio de instalações de

⁸² Vide www.edf.com.

cogeração⁸³; na transmissão (na França, porém exportando sua expertise para outros países por meio de suas empresas de engenharia); na distribuição; e na comercialização de energia a clientes livres e/ ou grandes consumidores de eletricidade. A EDF ainda presta serviços de otimização de sistemas energéticos para pequenas comunidades, clientes industriais ou do setor terciário, por meio das empresas Dalkia, líder europeia, Fenice, Lodon Energy ou EnBW Contracting. No mais, o grupo afirma⁸⁴ investir em várias empresas industriais e comerciais inovadoras.

Na América Latina, o grupo investiu em geração e distribuição de eletricidade na Argentina e no Brasil e também em geração no México (tabela 3.7). Seus ativos na América Latina somavam € 1.763 milhões em 2003, o que equivalia a 4% do total de seus negócios (Hall, 2004). Suas operação no continente não têm, assim, muita relevância para o grupo (Cepal, 2005).

Tabela 3.7 – Empresas do Grupo EDF na América Latina

País	Empresa	Setor	Participação Direta (%)
Argentina	Distrocuyo	Energia	20
Argentina	EASA	Energia	100
Argentina	Edemesa	Energia	45
Argentina	Edenor	Eletricidade	90
Argentina	Inversora Diamante	Energia	55
Argentina	Inversora Nihuales	Energia	64.9
Brasil	Light	Eletricidade (*)	95
Brasil	Norte Fluminense	Geração de Eletricidade	90
México	Altamira	Eletricidade	51
México	Central Anahuac	Geração de Eletricidade	100
México	Central Lomas Del Realçú	Geração de Eletricidade	100
México	Central Saltillo	Geração de Eletricidade	100
México	Controladora Del Golfo	Geração de Eletricidade	100
México	Tecate	Energia	
México	Valle Hermosofid	Geração de Eletricidade	100

(*) Classificado por Hall (2004) como "Energia", corrigido pela autora.

Fonte: Hall (2004).

Apesar de a região não ter muita importância para o grupo, a EDF é uma das operadoras mais relevantes na Argentina e no Brasil. Vale ressaltar que a EDF privilegiou a aquisição de ativos que lhe conferissem uma sólida posição no mercado de distribuição em grande núcleos urbanos. Inicialmente, sua presença na América Latina se baseou na

⁸³ Tendo gerado, segundo o relatório da Cepal (2005), 22% da eletricidade gerada na Europa em 2003.

⁸⁴ Idem.

participação de consórcios com outros operadores elétricos importantes (Endesa, no caso da Endenor, e AES, no caso da Light) para ter acesso aos ativos que lhes interessavam. Num segundo momento, obteve sucesso em tomar o controle desses ativos.

No Brasil, especificamente, a EDF ingressou em 1996, por meio da aquisição da Light, de que é controladora, com mais de 90% de seu capital desde 2002⁸⁵. Na geração, a EDF atua por meio da Usina Termelétrica (UTE) Norte Fluminense, em que detém 90% do capital, sendo que o principal cliente dessa ainda é a Light⁸⁶. No segmento de prestação de serviços a EDF se faz presente no Brasil por meio da Dalkia Limitada.

Em termos de desempenho, os negócios no México são lucrativos para o grupo, ao passo que as crises econômicas e energéticas vivenciadas tanto por Argentina quanto por Brasil afetaram os negócios do grupo nesses países. Apesar de ser possível verificar que essas operações têm se recuperado, não se afasta, entretanto, a hipótese o Grupo EDF buscar se desfazer de seus ativos na região, considerando sua estratégia de focar em sua atuação na Europa. Para a Cepal (2005), é mais provável que a EDF mantenha uma estratégia cautelosa na região nos próximos anos.

No caso da Light, foram realizados investimentos importantes para aumentar os níveis de eficiência na prestação do serviço. O aumento das incertezas em âmbito econômico e setorial afetou, contudo, o desempenho da empresa. Em 2003 a Light aderiu ao programa de apoio e capitalização das empresas distribuidoras pelo BNDES e buscou estender os prazos de amortização de sua dívida, que havia aumentado de forma considerável desde 1998. Sua difícil situação financeira se viu agravada pela desvalorização do real considerando que boa parte de sua dívida foi denominada em moeda estrangeira (Cepal, 2005).

Isso posto, dedicaremos a próxima seção à análise da evolução do endividamento da Light, uma das distribuidoras de eletricidade em maior dificuldade financeira ao final de 2004. Buscaremos verificar quanto do seu fraco desempenho financeiro se deveu unicamente aos fatores conjunturais e quanto resultou de uma estratégia de gestão financeira implementada por seu controlador.

⁸⁵ A Light foi adquirida, em 1996, por um consórcio de que participavam tanto EDF quanto AES. Em 1998, a Light adquiriu a Eletropaulo. Em 2002 foi feita, então, uma reestruturação societária, de modo que a Light passou a ser controlada pela EDF e a Eletropaulo, pela AES, desfazendo, assim, o consórcio original.

⁸⁶ Por meio da MP 144 / 2003 e, posteriormente, por meio da lei 10.848 / 2004, o governo proibiu o *self-dealing*, de modo que com a expiração dos contratos entre Light e UTE Norte Fluminense, o grupo perderá a oportunidade de lucrar com esse tipo de contrato bilateral.

III.2.1 - O endividamento da Light

Iniciar-se-á esta seção com um breve resumo sobre o endividamento da Light para depois se abordar em maiores detalhes sua composição, uma vez que a Light é um exemplo de distribuidora que atingiu uma situação insustentável em termos de endividamento ao final dos anos de 2003/ 2004. Nesse sentido, as principais características da evolução do endividamento da Light podem ser observadas na tabela a seguir:

Tabela 3.8 – Características da evolução do endividamento da Light

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	369.043	2.906.689	5.293.039	5.661.799	5.800.767	7.443.169	6.556.916	6.286.431
Perfil								
CP/Total	4,6%	17,4%	12,2%	24,3%	10,6%	9,5%	37,6%	36,5%
ME/Total	99,6%	49,7%	73,3%	80,3%	85,1%	84,1%	81,5%	80,1%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	39,5%	83,1%	64,7%	64,9%	61,8%	57,9%	57,3%	59,0%
Instituições financeiras / Total	2,9%	5,9%	14,6%	10,2%	19,4%	21,4%	21,0%	19,7%
Debêntures / Total	0,0%	3,8%	15,0%	16,7%	10,5%	3,7%	4,0%	3,9%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	0,3%	3,1%	2,7%	10,5%	11,9%	12,4%
Outros/ Total	57,6%	7,2%	5,5%	5,1%	5,7%	6,5%	5,6%	4,7%
Custo								
Encargos/ Principal	2,1%	2,8%	2,8%	2,8%	12,3%	6,8%	9,1%	11,4%
Encargos ME/ Encargos Totais	96,2%	38,6%	66,4%	75,7%	15,2%	59,4%	77,9%	50,8%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	57,9%	83,9%	60,6%	59,9%	12,9%	54,6%	72,4%	42,2%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	30,60%	29,55%	26,33%	23,82%	21,23%	11,96%	16,80%	19,71%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	0,63	4,62	8,55	8,17	7,13	17,20	10,32	7,81
EBITDA / Encargos Totais	75,77	7,87	4,22	4,32	1,14	0,85	1,06	1,13

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Basicamente, nota-se que a dívida teve nesse período um perfil bastante arriscado, principalmente no que diz respeito à participação dos recursos em moeda estrangeira. É importante mencionar que a empresa não só captou recursos em moeda estrangeira antes da primeira crise cambial, como continuou fazendo-o após essa conjuntura, destacando-se os empréstimos obtidos junto à EDF. Destaca-se, ainda, que as operações com partes relacionadas configuraram-se como a principal fonte de empréstimos e financiamento no período. No que tange ao custo dessas captações, é importante mencionar que nos encargos passou-se a embutir o custo das operações de swap, praticadas a partir de 2001, o que reflete o aumento desse custo neste ano.

Antes do detalhamento maior da evolução dos empréstimos e financiamentos, vale mencionar que, operacionalmente, a Light foi bastante prejudicada pelo racionamento de energia em 2001, não recuperando sua margem EBITDA até 2004 aos patamares anteriores ao racionamento. Mas, independentemente do racionamento, a dívida aqui retratada já se apresentava bastante incompatível com o resultado operacional verificado; o racionamento só fez agravar essa situação. O ano de 2002 foi o ano mais crítico, nesse sentido, uma vez que o caixa operacional da empresa (aproximado pelo EBITDA) não seria nem capaz de pagar o

total dos encargos das dívidas, se fosse necessário, ao mesmo tempo em que seria necessário gerar sete caixas operacionais equivalentes ao do ano de 2002 para pagar o total da dívida de então.

A crise financeira da Light acabou comprometendo o seu resultado. A Light, desde 1999, vem apresentando prejuízos no resultado de seus exercícios. Em termos patrimoniais, esse prejuízo acumulado consumiu todas as reservas de lucro e de capital, além de ter consumido parte do capital da empresa (aproximadamente R\$ 791 milhões em 2001). Em 2004, o prejuízo acumulado da empresa era de R\$ 2,9 bilhões.

Empréstimos e Financiamentos com Partes Relacionadas

Em 1997 a Light constituiu duas subsidiárias integrais nas Ilhas Cayman com o objetivo de captar recursos no exterior: a LIGHT OVERSEAS e a LIR ENERGY. As subsidiárias passaram a captar recursos por meio da emissão de títulos (*commercial papers*) ou por meio de financiamentos e empréstimos obtidos junto a instituições financeiras (*bridge loans*). Concomitantemente, a Light emitiu títulos (*intercompany bonds* ou *euro bonds*) que foram adquiridos pelas subsidiárias. A estratégia adotada pela light foi a de emitir esses títulos contra suas subsidiárias com vencimentos superiores a 10 anos, ao passo que essas captaram recursos de curtíssimo prazo, de modo que, apesar de aparentemente a Light ter adquirido uma dívida de longo prazo, sua dívida, de fato, era de curto prazo. Conclui-se, assim, que o risco final dessa dívida de curto prazo era de fato da Light, tanto é que essa era a garantidora dos títulos emitidos no exterior e efetuou operação de *hedge* para resguardar a taxa de deságio para refinanciamento do *commercial bond* emitido pela Light Overseas em seu vencimento, o que representou para Light um custo adicional de R\$ 1.248 mil em 1997.

Por se tratarem de dívidas de curto prazo, os financiamentos contraídos pelas subsidiárias ou eram roladas por meio da captação de novos recursos pelas subsidiárias ou eram liquidadas com base em aportes de capital da Light nas subsidiárias. Nesse sentido, tanto Light Overseas quanto Lir Energy sofreram diversas integralizações de capitais da Light. Para que a Light pudesse aportar esse capital nas subsidiárias, muitas vezes, foi preciso que os acionistas integralizassem capital na Light (o que ocorreu em menos casos e em menor volume) ou que a Light captasse novos recursos por meio de dívida.

Por exemplo, os empréstimos com vencimento de 1 ano captados em 1998 pela LIR Energy no valor de US\$ 875 milhões (R\$ 999 milhões)⁸⁷, foram quitados entre 1999 e 2000 com base em algumas operações:

- Em 1999, a Light integralizou capital na Lir Energy num montante de US\$ 175 milhões, recursos esses oriundos de parte do aumento de capital de R\$ 400 milhões sofrido pela Light no mesmo ano; e
- Também em 1999, a Light realizou sua terceira emissão de debêntures no valor de R\$ 650 milhões para integralização de capital na Lir Energy para quitar mais uma parte do empréstimo contraído por essa;
- Em 2000 a Light Overseas captou recursos e emitiu outras “*Euro Short Term Notes*” para ajudar a saldar essa dívida; e
- Também em 2000, a Lir Energy captou mais recursos junto ao Deutsche Bank que, em parte, foram utilizados para quitar o restante da dívida.

Vale ressaltar que, apesar de os acionistas terem aportado capital na Light e de as dívidas das subsidiárias terem sido parcialmente quitadas, permaneceu o endividamento da Light com as subsidiárias. No caso da Lir Energy, a quitação da dívida na subsidiária foi, em parte, feita com base em novo endividamento da Light (emissão de debêntures), de modo que a Light acabou ficando com dois credores: a Lir Energy, que subscreveu os títulos de longo prazo emitidos pela Light em 1998, e os detentores das debêntures.

Até o ano de 2000, a dívida onerosa que a Light detinha com partes relacionadas, toda denominada em moeda estrangeira, vale ressaltar, resultava de dois tipos de operação:

- da emissão de *fixed rate notes* pelas subsidiárias Light Overseas e Lir Energy em 1997 e 1998, respectivamente, com vencimento previstos para 10 e 12 anos, respectivamente, e com amortização do principal a ser paga somente na data do vencimento; e
- da transferência para a Light do financiamento que a Lightgás, empresa constituída pela Light em 1997 como subsidiária integral com o objetivo de participar

⁸⁷Os recursos foram utilizados para compôr o valor a ser pago para a aquisição da Eletropaulo pela Lightgás, como veremos a seguir.

como acionista ou quotista em outras sociedades, captou junto ao BNDES para aquisição da Eletropaulo, privatizada em 22 de abril de 1998.

A última operação merece um detalhamento maior. A Lightgás foi utilizada pela Light para adquirir o controle acionário da Eletropaulo. Para fazer essa aquisição, a Lightgás utilizou tanto capital próprio quanto dívida, conforme especificado a seguir:

- O capital próprio utilizado pela Lightgás derivou de um aumento de capital feito pela Light com base nos recursos captados por meio da Lir Energy, conforme mencionado anteriormente; e
- A Lightgás assinou com o BNDES um financiamento no valor de R\$ 1,013 bilhão para a aquisição da Eletropaulo, com prazo de 5 anos e taxa variável atrelada à variação da cesta de moedas. Foram dadas como garantia as ações ordinárias adquiridas na aquisição da Eletropaulo.

Em setembro de 1998, contudo, a Lightgás cedeu essa dívida captada junto ao BNDES à Light, porém sem anuência desse; sendo que a Light recebeu da Lightgás os recursos correspondentes ao valor atualizado do empréstimo, no valor de R\$ 1,125 bilhão. Vale mencionar que, também em setembro de 1998, a Light aumentou o capital da Lightgás no mesmo montante, de modo que é possível supor que as operações tiveram um efeito líquido nulo.

A assunção da dívida entre Light e Lightgás, referente ao empréstimo do BNDES para a aquisição da Eletropaulo, foi extinta em 2001, em consequência de um acordo de acionistas entre AES e EDF, então controladores da Light. Essa liquidação teve como contrapartida a redução do capital social da Lightgás e do investimento da Light naquela empresa.

A partir de 2001, vários mútuos em moeda estrangeira com a controladora EDF International passaram a compor o passivo oneroso da Light. Nesse ponto é importante lembrar que a estrutura de controle da Light foi alterada ao longo do período analisado.

Assim como a Escelsa, a Light foi incluída no PND em junho de 1992 pelo decreto 572. Por meio de leilão de privatização ocorrido em 21 de maio de 1996, o controle da Light foi adquirido por um consórcio composto pelos grupos estrangeiros EDF, AES, Houston Energy (conhecida, posteriormente, como Reliant Energy) e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), conforme demonstrado na tabela a seguir:

Tabela 3.9 – Acionistas da Light após Privatização

Acionistas	% leilão	% capital próprio
EDF - Electricité de France (França)	18,56	11,35
Houston Industries Energy (U.S.A)	18,56	11,35
AES Coral Reef Inc. (U.S.A.)	18,56	11,35
BNDESPAR	14,95	9,14
CSN - Comanhia Siderúrgica Nacional	11,86	7,25
Funcionários	8,67	5,3
Outros	8,83	5,4
Total	100	61,14

Fonte: BNDES (1996), elaboração própria.

Ao longo de 2000 e até o início de 2001, três dos sócios controladores, o BNDESPAR, Reliant Energy Incorporated e a CSN, alienaram suas participações no capital social da Light e a EDF International passou a deter o controle da empresa. Também em 2001, a EDF e a AES anunciaram os termos da reestruturação societária envolvendo a Light e a Eletropaulo Metropolitana (controlada indireta da Light, como será explicado em maiores detalhes adiante).

Deste modo, a partir de fevereiro de 2002, o controle acionário da Light passou a pertencer ao Grupo EDF (a EDF detém diretamente 79,8% das ações da empresa e, indiretamente, por meio da Lidil Comercialização, mais 14,7% das ações). Isso posto, entende-se o porquê de os mútuos verificados entre EDF e Light, que passaram a compor parcela relevante da dívida onerosa da empresa, só virem a ocorrer a partir de 2001.

Assim, em setembro de 2001, a Light e a controladora, EDF International, assinaram um primeiro *intercompany loan* no valor de €606 milhões, então equivalentes a US\$ 550 milhões. O objetivo da captação foi a reestruturação do passivo da Light e os recursos foram destinados para quitar dívidas com o BNDES no valor de US\$ 225 milhões⁸⁸, liquidar debêntures no valor de US\$ 85 milhões, e pagar empréstimos de capital de giro no valor de US\$ 240 milhões. Em função de uma cláusula de conversão, com o vencimento em março de 2002, esse *intercompany loan* foi convertido em ações representativas do capital social da Light.

A controladora, EDF International, firmou um novo *intercompany loan* com a Light em setembro de 2002, ainda com o objetivo de reestruturar o passivo da empresa, no total de €205 milhões, com vencimento original para 20 de janeiro de 2003. Considerando, contudo, que o contrato tinha uma característica de “contrato de adiantamento subordinado”, i.e. seria

pago somente após o pagamento de toda outra dívida tida como prioritária, o empréstimo foi classificado como de longo prazo. Isso posto, esse foi prorrogado inúmeras vezes não tendo sido completamente⁸⁹ liquidado até o final de 2004.

Em fevereiro de 2003, um novo contrato de mútuo, com caráter de dívida subordinada, no valor de € 110 milhões foi firmado entre EDF e Light com vencimento previsto para ocorrer em maio do mesmo ano. Esse também foi rolando e não foi liquidado até o final de 2004⁹⁰.

Por fim, no que tange as operações de dívida com partes relacionadas, é importante mencionar que, em 2003 e em 2004, a Lir Energy firmou dois contratos de mútuos com a EDF. Esses foram assumidos pela Light em 2004, quando essa celebrou com a Lir Energy *intercompany loans* nos valores de US\$ 8,4 milhões e €11,5 milhões, respectivamente. O credor final da Light passou a ser a EDF International, uma vez que a Lir Energy liquidou suas dívidas com essa ao efetuar a dação em pagamento à EDF dos *intercompany loans* firmados com a Light.

Empréstimos e Financiamentos com o BNDES

Apesar de as operações com partes relacionadas terem constituído a principal parcela dos empréstimos e financiamentos captados pela Light no período, os recursos captados junto ao BNDES também desempenharam um papel relevante, principalmente como o Acordo Geral do Setor Elétrico, de 2002⁹¹.

Em fevereiro de 2002, a Light “assinou um contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o BNDES, conforme autorização da Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001. Este crédito refere-se a 90% do montante devido da recuperação da perda de margem ocorrida durante o racionamento, homologado pela ANEEL”⁹². Ao longo do ano foram liberadas três tranches totalizando R\$ 762.891 mil. Considerando que os recursos

⁸⁸ Possivelmente para liquidar parte da dívida da Lightgás.

⁸⁹ Em dezembro de 2003, uma das controladas da Light, UTE Paracambi assumiu € 205 milhões desse mútuo e recebeu, em contrapartida, todos os ativos relacionados ao projeto da usina, no montante de € 89,4 milhões.

⁹⁰ Duas observações são relevantes com relação a essas operações de mútuos: por serem recursos captados em moeda estrangeira, previram a indexação de seu custo ao CDI, mediante renovações de operação de *hedge*, o que ocorreu até maio de 2003; e, uma vez que os encargos desses mútuos estavam previstos para serem pagos no vencimento, em junho de 2004 esses foram capitalizados e passaram a integrar o valor do principal.

⁹¹ Até então, verifica-se duas operações diretas entre Light e BNDES: em 1998 o BNDES abriu uma linha de crédito para a importação de equipamentos no valor de R\$ 8,5 milhões, exigindo uma remuneração com base na variação da cesta de moedas. Em moeda nacional, por outro lado, ingressaram recursos do BNDES na Light sob a forma de repasses, que, provavelmente foram utilizados para financiar investimento imobilizado ou capital de giro. A remuneração desses recursos é dada pela TJLP + *spread*.

⁹² Vide Notas Explicativas às DFPs do anos de 2002, item “Empréstimos e Financiamento”.

utilizados pelo BNDES para esse propósito têm como origem o Tesouro Nacional, o financiamento previu atualização pela taxa SELIC + 1 % a.a., e deveria ser amortizado em 69 pagamentos mensais sucessivos a partir de março de 2002.

Outra linha de crédito aberta pelo BNDES à Light em 2003, no valor de R\$ 157.663 mil, também em decorrência dos efeitos do racionamento, teve como objetivo suprir a insuficiência de recursos da Light decorrente do adiantamento do mecanismo de compensação da CVA para os reajustes e revisões anuais, com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações junto a agentes do setor elétrico. Assim como no caso do financiamento anterior, a origem do recurso é o Tesouro Nacional, de modo que sobre o principal da dívida incidiriam juros à taxa SELIC + 1% a.a., sendo que esse seria garantido pela receita de fornecimento de energia elétrica, a ser amortizado em 24 prestações mensais e sucessivas, a partir de dezembro de 2004.

Debêntures

Em 1998, a Light assinou com o BNDES contrato no valor máximo de R\$ 130 milhões para a captação de recursos para o programa de investimentos da empresa em geração, transmissão e distribuição. Esses recursos foram obtidos sob a forma de subscrição e integralização de debêntures não conversíveis em ação. Com essa primeira emissão foram captados R\$ 105 milhões do BNDES. Em 1999, o BNDES tornou a subscrever R\$ 250 milhões em debêntures da Light. As debêntures de ambas séries têm vencimento em 2010 e prevêm uma taxa de juros de TJLP + 4 % a.a., uma das taxas mais baixas do mercado. Ainda na segunda série de debêntures foi feita uma segunda emissão, nos mesmos termos já apresentados, desta vez integralmente subscritas pelo Unibanco no valor de R\$ 125 milhões. Todas essas debêntures tinham como garantia a receita de fornecimento de energia elétrica.

A terceira emissão de debêntures também não conversíveis em ações, contudo, foi colocada a mercado também em 1999, com vencimento previsto para 2002 e uma remuneração de 104% da taxa DI, configurando uma dívida mais cara do que as demais debêntures. O recurso captado foi utilizado para a Light integralizar capital na Lir Energy e quitar parte da dívida captada por essa para a aquisição da Eletropaulo.

Empréstimos e Financiamentos com Instituições Financeiras e Outros

Os recursos obtidos sob essa cifra se encaixam geralmente em uma das duas categorias mencionadas a seguir:

- Financiamento de importação; e
- Capital de giro (incluindo operações de conta garantida).

É possível, contudo, destacar que em certos momentos, a Light recorreu às instituições financeiras para reestruturar sua dívida de curto prazo, como em março de 2000, quando captou novos recursos para rolagem de dívida junto a diversas instituições financeiras. Em 2002, a Light captou dois empréstimos em moeda estrangeira com sindicatos de bancos liderados pelo Citibank.

No que tange à cifra “outros”, essa detém participação decrescente durante o período e é composta, basicamente, por empréstimos e financiamentos captados junto ao Tesouro Nacional e à Eletrobrás antes do período analisado.

III.2.2 - A relação da Light com outras empresas do grupo e com os acionistas

Uma vez tendo analisado no que consistiu a dívida acumulada pela Light no período de 1997 a 2004, é importante verificar que outro tipo de movimentação de recursos existiu entre a empresa e sua controladora, EDF, e suas controladas e coligadas, comparando os respectivos montantes ao saldo da dívida no ano.

Neste sentido, com base na tabela 3.10, é possível verificar que a Light não pagou nem dividendos, nem juros sobre capital próprio a seus controladores após o ano de 1998⁹³, muito embora seja possível argumentar, como sugerido por Tolmasquim *et alli* (2003), que tais transferências de recursos venham⁹⁴ a ser feitas por meio do pagamento de juros das operações de mútuo. Mesmo assim, pode-se constatar que em 1997, antes da situação do endividamento da empresa se gravar, foi aportado aos acionistas uma soma equivalente a 79,9% do saldo de empréstimos e financiamentos do ano.

⁹³ Mesmo porque aferiu resultados negativos a partir de 1999 e o estatuto da empresa prevê a distribuição de dividendos aos acionistas de 25% do lucro líquido, quando registrado, na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404/76.

⁹⁴ Uma vez que, no caso dos mútuos firmados com a EDF, o pagamento dos encargos estava previsto para ocorrer no vencimento, mas como esse foi sucessivamente prorrogado, esses foram incorporados ao principal da

Tabela 3.10 – A relação da Light com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	79,9%	7,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	7,6%	0,0%	0,0%	31,6%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	2,7%	72,0%	25,6%	0,5%	-1,5%	6,3%	5,4%	-5,2%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Outro fator relevante de análise diz respeito aos aportes de capital que o grupo controlador fez na controlada, Light. Dois foram os aportes relevantes ocorridos no período analisado. O primeiro, em 1999, no valor de R\$ 400 milhões teve o intuito, conforme já mencionado anteriormente, de aumentar o capital das controladas Lir Energy, para auxiliar na liquidação de dívida contraída para a aquisição da Eletropaulo, e na Light Overseas, para liquidar *commercial papers* emitidos em 1997. O segundo aporte, em 2002, no valor de R\$ 2,350 bilhões, resultou da permuta de ações entre EDF e AES que consolidou a última etapa do processo de reestruturação das participações societárias detidas pelos Grupos EDF e AES no capital social da Light, da AES Elpa (ex-Lightgás) e, indiretamente, da Eletropaulo⁹⁵; e da conversão do primeiro mútuo firmado em 2001 entre Light e EDF International em ações. Vale mencionar que apesar de o montante aportado ser considerável, ele equivalia a apenas 32% do passivo oneroso da empresa; indicando, por outro lado, um maior comprometimento da EDF, agora enquanto principal controladora, com a Light.

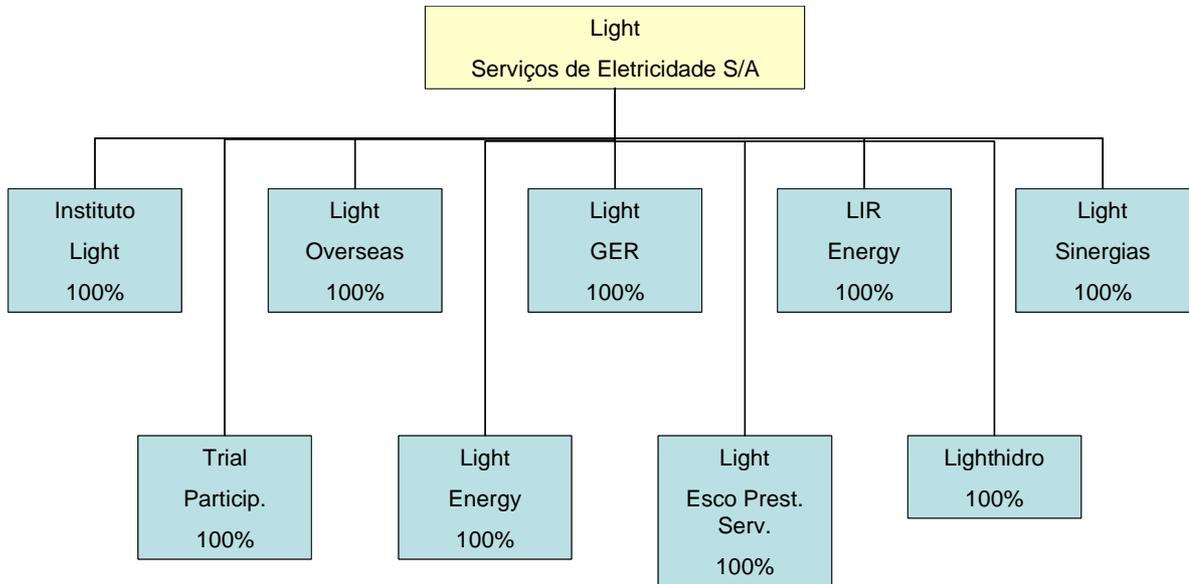
Por fim, é importante mencionar que, principalmente no início do período analisado, a Light efetuou significativos investimentos em empresas coligadas e controladas, o que possivelmente contribuiu para agravar a situação de seu endividamento, considerando, por exemplo, que em 1998 o total investido equivaleu a aproximadamente 72% da dívida onerosa detida pela empresa. Conforme organograma 3.3 a seguir, além das controladas utilizadas para captar recursos no exterior, Light Overseas e Lir Energy, da controlada utilizada para fazer aquisições de outras empresas, Lightgás, a Light investiu nesse período em duas empresas para atuar na área de tecnologia e serviços de manutenção, a ALTM e a Trial Participações; em uma empresa que tinha como objetivo maximizar a utilização da infraestrutura de telecomunicações da Light, a Light Sinergias; na Usina Termelétrica Norte-Fluminense (em parceria com CERJ, Escelsa, Eletrobrás e Petrobrás) e em outras controladas (Light Energy, Light ESCO, LightGer, LightHidro e Instituto Light). As cifras negativas nos

dívida. Nesse sentido, esse remuneração alternativa dos acionistas só viria a acontecer no vencimento dos mútuos.

⁹⁵ Passando a EDF a deter o bloco de controle da Light e a AES, o bloco de controle da AES Elpa e, indiretamente, da Eletropaulo Metropolitana.

anos de 2001 e 2004 indicam, por sua vez, que, nesses anos, a Light efetuou uma redução de capital em suas controladas e coligadas superior ao aporte feito às mesmas. Principalmente com relação a baixa de investimentos em 2004, tal ação sugere um aumento da racionalidade na utilização de recursos e a busca pelo foco na atuação do Grupo EDF no Brasil.

Organograma 3.3 – Light e suas Controladas



Fonte: www.light.com.br, elaboração própria.

III.3–O Grupo AES Corporation - AES

A AES foi fundada em 1981 nos Estados Unidos. Hoje é considerada um dos maiores grupos elétricos do mundo, fornecendo eletricidade em 27 países divididos entre as seguintes 5 regiões:

- América do Norte: Estados Unidos e Canadá;
- Caribe: República Dominicana, El Salvador, México, Porto Rico, Panamá e Venezuela;
- América do Sul: Argentina, Brasil, Chile e Colômbia;
- Europa e África: Camarões, República Tcheca; Hungria, Itália, Holanda Nigéria, Espanha, Ucrânia e Reino Unido; e
- Ásia: China, Índia, Cazaquistão, Omã, Paquistão, Qatar e Sri Lanka.

Ao contrário da relação verificada no caso da EDF, para o Grupo AES a América do Sul representa um segmento estratégico de atuação, tanto é que, em 2003⁹⁶, 33% do faturamento da AES foi originado por suas atividades nessa região.

A AES divide seus negócios em 4 categorias: geração contratada, geração competitiva, grandes empresas de serviços públicos e distribuição em regiões de demanda crescente:

- Geração contratada: depende de contratos de longo prazo em que os compradores são as distribuidoras de eletricidade (correspondendo a 37% da receita operacional da AES em 2003);
- Geração competitiva: a venda é feita diretamente a consumidores livres em mercados atacadistas e competitivos de energia, visando atender, prioritariamente, a demandas de pico (10% de sua receita operacional em 2003);
- Grandes empresas de serviços públicos: são os negócios principais da AES, representando 40% de sua receita operacional de 2003, e incluem: Indianapolis Power & Light (IPL) nos Estados Unidos, Eletropaulo Metropolitana no Brasil, e La Electricidad de Caracas (EDC) na Venezuela; em sua maioria, compreendendo as atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, atuando sob regime de monopólio em áreas de serviço definidas e vendendo eletricidade por meio de tarifas reguladas; e
- Distribuição em regiões de demanda crescente: distribuição em regiões ou países em desenvolvimento, cuja demanda de eletricidade tende a crescer mais do que em países desenvolvidos (13% de sua receita operacional em 2003).

Na América do Sul e no Caribe, a AES atua por meio das seguintes empresas:

⁹⁶ Vide www.aes.com. Os demais dados referente a suas operações em 2003 também foram obtidos nesse site.

Tabela 3.11 – AES na América do Sul e Caribe

País	Empresa	Setor	Participação (%)		
			Direta	Indireta	Indireta via
Argentina	AES (Argentina)	Energia			
Argentina	AES (San Nocolás)	Geração de Eletricidade	88		
Argentina	AES Parana	Geração de Eletricidade	100		
Argentina	Central Dique	Geração de Eletricidade			
Argentina	Eelap	Distribuição de Eletricidade	90		
Argentina	Eden	Distribuição de Eletricidade	90		
Argentina	Edes	Distribuição de Eletricidade	90		
Argentina	Gener Termo-Andes	Geração de Eletricidade	99		
Argentina	Hidroelectrica Alicura	Geração de Eletricidade	100		
Argentina	Quebrada de Ullum	Geração de Eletricidade	100		
Argentina	Rio Juramento	Geração de Eletricidade	98		
Argentina	San Juan (Argentina)	Geração de Eletricidade	98		
Brasil	AES Sul	Eletricidade	98		
Brasil	Cemig	Eletricidade	21.6		
Brasil	Eletronet	Telecom	51		
Brasil	Eletropaulo	Distribuição de Eletricidade	68		
Brasil	AES Tietê	Geração de Eletricidade	52		
Brasil	Aes Uruguaiana	Geração de Eletricidade	100		
Chile	Gener Termo-Andes	Geração de Eletricidade	99		
Colômbia	Colombia I	Geração de Eletricidade	69		
República Dominicana	AES Andres	Geração de Eletricidade	100		
República Dominicana	EDEES	Distribuição de Eletricidade	50		
República Dominicana	Itabo	Geração de Eletricidade	25		
República Dominicana	Los Minas	Geração de Eletricidade	100		
El Salvador	CAESS	Distribuição de Eletricidade	75		
El Salvador	CLSA	Distribuição de Eletricidade	64		
El Salvador	Deusem	Distribuição de Eletricidade	74		
El Salvador	EEO	Distribuição de Eletricidade	89		
Honduras	AES Honduras	Geração de Eletricidade			
México	Merida II	Geração de Eletricidade	55		
Panamá	AES Panama	Geração de Eletricidade	100		
Panamá	Chiriqui Hydro	Geração de Eletricidade	49		
Panamá	EGE Bayano	Geração de Eletricidade		49	AES Panama
Panamá	EGE Chiriqui	Geração de Eletricidade		49	AES Panama
Porto Rico	AES (Porto Rico)	Geração de Eletricidade	100		
Venezuela	EDC	Energia	89		

Fonte: Hall (2004).

Seu ingresso na América Latina seu deu de forma lenta, inicialmente, buscando adquirir ativos com os processos de privatização. Numa segunda fase, adotou uma postura mais agressiva buscando consolidar sua presença nos principais mercados da América Latina e disputar a supremacia regional com a Endesa (que, como veremos adiante, é o *player* internacional dominante no continente). Com suas aquisições, a empresa norte-americana começou a definir seu padrão de inserção no cone sul: uma forte base geradora na Argentina e no Chile e o acesso à distribuição nos maiores centros urbanos e industriais no Brasil (detendo também alguns ativos de geração nesse país) (Cepal, 2005). Dessa estratégia resultou a

aquisição de participações, no mercado de distribuição brasileiro, na Light, CEMIG (vide box 1), AES-Sul (distribuidora resultante da reestruturação societária da CEEE), e Eletropaulo.

Box 1 – A privatização parcial da CEMIG

Em julho de 1997 foi leiloado um bloco de debêntures conversíveis em ações ordinárias da CEMIG representando 33% de seu capital votante e 14% do capital total. Ao comprador dessas seria aferido o *status* de comprador estratégico, o qual viria a deter algumas prerrogativas de acionista controlador.

Essa operação foi realizada com financiamento de 50% do valor de compra pelo BNDES e podendo o comprador postergar os 50% restantes do preço mínimo mediante emissão de notas promissórias para pagamento no 360º dia após a liquidação, de modo que a Southern, o consórcio vencedor, não teve que desembolsar nenhum recurso próprio para adquirir parte do controle da empresa.

A privatização de parte do capital da CEMIG se deu no contexto do Convênio de Apoio ao Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE) em que o BNDES estimava o valor correspondente ao total das ações da estatal oferecidas pelo governo do estado como garantia a um adiantamento e emprestava esse valor ao governo estadual. O empréstimo seria restituído, após correção pela TJLP mais uma taxa de juros básica de 8%, com a receita futura da privatização da estatal em questão.

Como lembra Leal (1998, p. 11):

“A experiência inicial de adiantamento de recursos teve como beneficiário o governo de Minas Gerais, àquela ocasião – dezembro de 1995 – comprometido com a venda do controle da CEMIG. Como viria a ser amplamente noticiado depois, o governo estadual optou por buscar um sócio estratégico e, para tanto, decidiu alienar apenas um terço das ações de controle da empresa. A partir desse episódio, o BNDES decidiu condicionar a liberação de recursos à autorização do Legislativo para alienar o controle acionário das companhias estaduais de energia.”

O leilão realizado em maio de 1997 teve como vencedor o consórcio SEB – Southern Electric Brasil Participações Ltda., empresa controlada pela AES, Mirant e Banco Opportunity (sendo que a AES detém 65% de participação no consórcio). No leilão, a SEB pagou um preço maior que o de mercado por 32,96% do capital votante da CEMIG, utilizando, contudo, um financiamento do BNDES. Em troca, foi assinado um acordo de acionistas com a administração do então governador Eduardo Azeredo (PSDB) pelo qual a multinacional assumiria a gestão da empresa elétrica.

Em 1999, contudo, o ex-presidente da República Itamar Franco assumiu o governo mineiro e decidiu romper o acordo, iniciando uma disputa judicial e que fez com que, em abril de 2003, a SEB ficasse inadimplente com o BNDES.

A situação da AES começou a se complicar, contudo, em 2001, quando foi alvo de investigações sobre seu envolvimento com a crise energética na Califórnia. Nesse ano houve, ainda, a quebra da Enron, e a economia dos EUA se encontrava num momento desfavorável, o que aumentou a desconfiança dos mercados em relação às empresas de eletricidade. Agravaram ainda mais sua situação as instabilidades econômicas na América Latina e o racionamento de energia no Brasil. Desse contexto resultou a impossibilidade do grupo de fazer frente aos vencimentos de sua dívida ao final de 2002 e a necessidade de renegociar o vencimento de mais de US\$ 2 bilhões em dívida com vencimento previsto para 2005, colocando sob questionamento a sustentabilidade de sua estratégia de expansão internacional.

Como consequência, a empresa implementou uma reestruturação em nível global em 2002 e 2003, o que incluiu a venda de 14 subsidiárias (todas em regiões que não a América

Latina), a reestruturação de suas dívidas e o corte de custos operacionais. Na América Latina, por outro lado, o grupo se viu compelido a aumentar sua participação em várias empresas por meio da aquisição da parte de outras multinacionais que abandonam suas operações (Hall, 2004).

A crise da matriz afetou de forma muito negativa as subsidiárias da América Latina, sobretudo no Brasil. Nesse contexto, o grupo esteve envolvido em algumas disputas, como a renegociação de sua dívida com o BNDES. Essa disputa foi, contudo, parcialmente resolvida no final de 2003, quando o BNDES se tornou sócio AES na *holding* Brasileira Energia S.A.⁹⁷, que, por sua vez, se tornou a empresa controladora dos ativos do grupo AES no Brasil⁹⁸. No final do mesmo ano, a Eletropaulo chegou a um acordo com seus credores privados, conseguindo denominar 70% de sua dívida em reais. Isso permitiu reduzir o risco cambial e ampliar os prazos de pagamento aliviar a situação da empresa. O artigo publicado no jornal Valor Econômico em 29 de junho de 2004 (Box 2) traz uma clara idéia da magnitude da renegociação das dívidas do grupo.

Box 2 – Reestruturação no Brasil abre novas frentes para a AES

A empresa norte-americana AES considera que a renegociação das dívidas da AES Sul, concluída ontem, marca a etapa final da reestruturação de suas controladas no Brasil. "Concluímos a renegociação de US\$ 2,7 bilhões e agora estamos abertos a estudar novos investimentos", diz Joseph Brandt, vice-presidente da AES e reestruturador mundial das dívidas do grupo.

Na AES Sul, o grupo renegociou US\$ 437 milhões, além de chegar a um acordo sobre o pagamento de outros R\$ 2,4 bilhões em Floating Rate Notes (...). Apesar de comemorar o fim dessa etapa, a AES continuará com uma pendência no Brasil: a CEMIG, na qual detém participação acionária via consórcio SEB, mas não tem o controle.

Ao lado de Chile e Reino Unido, o Brasil era considerado pela AES um dos três principais desafios na estratégia mundial traçada a partir de 2002. "Com a crise no mercado de capitais - que reduziu a rolagem das dívidas - e o efeito Enron, adotamos nova postura e abandonamos a estratégia focada no crescimento via novos negócios e administração descentralizada. Passamos a privilegiar a operação", afirma Brandt, em entrevista exclusiva ao Valor.

Em 2002, o grupo tinha dívidas globais de US\$ 7,1 bilhões. A crise de liquidez pegou a empresa sem caixa. A ação caiu mais de 75% e chegou a ser negociada a US\$ 0,92 em outubro de 2002, reduzindo o valor de mercado da AES a US\$ 500 milhões. Hoje, a ação é negociada a US\$ 10,25 e seu valor está em US\$ 6,5 bilhões.

A crise da AES se refletiu nas operações do grupo em todo o mundo. A primeira reorganização veio com a troca do comando, na matriz e também no Brasil. Em seguida, foi feita uma reavaliação dos negócios e escolhidos os ativos que o grupo não considerava promissores. No último ano e meio, a AES se desfez de cerca de US\$ 1,4 bilhão em ativos, com a venda de operações nos Estados Unidos, Austrália, Reino Unido, Oriente Médio, Bangladesh e África.

No Chile, a AES concluiu a reestruturação de sua subsidiária Gener, segunda maior geradora do país, há um mês e meio. Da dívida total de US\$ 850 milhões, a AES aportou US\$ 300 milhões e alongou o prazo de pagamento do restante para 2010. Segundo Brandt, as operações chilenas estão sofrendo agora por causa da crise do gás na

⁹⁷ Para maiores detalhes, consultar anexo C na seção sobre empréstimos e financiamentos junto ao BNDES.

⁹⁸ Conforme já mencionado, existe, ainda, outra disputa em que o grupo se envolveu no Brasil, também com o BNDES, que resulta do impasse quanto ao controle da CEMIG. O consórcio SEB, que venceu o leilão de privatização de cerca de 30% das ações da empresa se tornou inadimplente com o BNDES em 2003.

Argentina, mas o país tem um bom histórico de privatizações e um marco regulatório confiável e estável. "Os investidores se sentem confortáveis em colocar dinheiro em um país quando há estabilidade regulatória", alfineta o executivo da AES.

Ao citar o marco regulatório estável do Chile, Brandt faz uma comparação não apenas com o Brasil, mas também com as dificuldades enfrentadas pela AES na Argentina. O grupo investiu US\$ 1 bilhão em distribuição de energia, já baixou do balanço US\$ 600 milhões desse total e acumula dívidas de US\$ 260 milhões. Embora não considere esse endividamento alto, Brandt ressalta que nos últimos dois anos houve um retrocesso de 20 anos na Argentina. "O governo continua sendo irresponsável, não elevou a tarifa - hoje a mais baixa do mundo - e não resolve a situação."

Dos três desafios eleitos pela AES em 2002 (Brasil, Chile e Reino Unido), o único em que o grupo não foi bem-sucedido foi o da Inglaterra. A Drax, que controlava uma usina térmica a carvão, acabou transferida para os 53 bancos credores. A dívida total da Drax, de US\$ 2,25 bilhões, tornou-se impagável, segundo Brandt, depois que a Texas Utilities Europe (TXU) quebrou e deixou de honrar o contrato de compra de energia ao preço de 30 libras o megawatt/hora (Mw/h). "O mercado estava pagando 16 libras por mw/h e precisaríamos de US\$ 750 milhões para tornar a dívida suportável. Chegamos a negociar com os credores, mas um acordo foi impossível", explica. Segundo ele, o grupo reconheceu perdas de US\$ 850 milhões com a operação no Reino Unido.

Com a reestruturação global, a AES reduziu sua dívida total de US\$ 7,1 bilhões para US\$ 5,9 bilhões no fim de 2003 e espera alcançar US\$ 5,1 bilhões este ano. O prazo médio de pagamento passou de 7,1 anos para 10 anos. De acordo com Brandt, os pagamentos anuais previstos estão abaixo de US\$ 1 bilhão, valor que o grupo recebe em dividendos anualmente. A única exceção será 2013, quando o pagamento do principal chegará a US\$ 1,2 bilhão. "É uma situação confortável porque nosso fluxo de caixa garante o pagamento das dívidas", ressalta.

Para o executivo, com a reestruturação, o mercado já começa a reconhecer a AES como um dos grupos do setor elétrico que vão sobreviver. A empresa voltou a captar recursos no mercado e, nos últimos 18 meses, levantou US\$ 7 bilhões via matriz e subsidiárias. Ele não descarta novas captações também no Brasil.

Nos 27 países onde atua, a AES teve receitas totais de US\$ 8,5 bilhões em 2003 (US\$ 2,3 bilhões no primeiro trimestre de 2004), com alta de 14% em relação ao ano anterior (mais 18% no trimestre). Brandt disse que o grupo registra forte crescimento nos Estados Unidos e nos países emergentes, cujas economias estão aquecidas em função da China. Para ele, a freada que o governo chinês tenta dar na economia pode afetar o crescimento de países que estão hoje centrados na exportação, como Brasil, Argentina e parte dos Estados Unidos, mas não deverá ter forte impacto nos países cuja demanda interna está aquecida, como no Chile e em nações européias e da América Central.

Vale mencionar, no entanto, que foi ao longo do ano de 2004 que o Tribunal de Contas da União, no contexto do plano de reestruturação financeira do Grupo AES envolvendo o BNDES, investigou as condições de financiamento oferecidas pelo banco ao grupo para a aquisição da Eletropaulo. O TCU acabou constatando que o BNDES e a BNDESPar não cumpriram integralmente os normativos internos do Sistema BNDES, concentrando, no apoio às privatizações, os seus créditos num único grupo, "relevando a sua missão como banco de desenvolvimento agindo como mero transferidor de ativos sem proporcionar a qualidade necessária ao ressarcimento dos seus créditos" (TCU, 2005). Neste sentido, é possível supor que o plano de reestruturação financeira do Grupo AES no Brasil envolvendo o BNDES atendeu a um anseio do banco em minimizar suas perdas relativas a operações de financiamento ocorridas na conjuntura específica dos programas de privatizações, em que o banco desempenhou um papel crucial. O Acórdão AC-0221-07/05-P chama, assim, atenção para o fato de que tais operações ocorreram num momento em que o banco serviu de

instrumento para a viabilização das políticas de privatização conforme consta em seu item 317:

“ (...) a obrigatoriedade do banco em participar de uma política de governo, fez com que a instituição deixasse de adotar medidas de segurança normalmente observadas e o expuseram desnecessariamente ao risco e à possibilidade de ter que reconhecer um prejuízo de aproximadamente US\$ 1 bilhão, equivalente hoje a R\$ 3 bilhões”.

Para o Grupo AES, todavia, ao final de 2004 a empresa começou a colher os frutos de sua reestruturação financeira e estaria começando um novo ciclo de investimentos, orientado a ampliar a capacidade de geração no Chile (Cepal, 2005).

Sob a luz do que foi apresentado, na próxima seção, analisaremos a evolução do endividamento das distribuidoras do grupo AES e veremos qual foi o papel desempenhado por elas no financiamento das atividades do grupo.

III.3.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo AES no Brasil⁹⁹

Durante o período analisado, o Grupo AES deteve o controle de duas distribuidoras de eletricidade no Brasil¹⁰⁰: a AES Sul, privatizada em 1997 como resultado da cisão ocorrida na estatal CEEE¹⁰¹, e a Eletropaulo Metropolitana (Eletropaulo), que só foi privatizada em abril de 1998, também fruto de reestruturações empreendidas pelo governo de seu estado¹⁰².

No leilão de privatização da Eletropaulo em 15 de abril de 1998, 74,88% de seu capital votante foi adquirido pela Lightgás, subsidiária do grupo Light, formado, então, pelas empresas americanas AES Corporation, Houston Industries Energy, Inc.(a atual Reliant Energy), pela francesa Electricité de France (EDF) e pela brasileira Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Em 2001, com a venda das ações da Reliant e da CSN, e com a reestruturação societária da Light e da Eletropaulo Metropolitana movida por EDF e AES, a Eletropaulo Metropolitana passou a ser controlada pela AES. As estruturas de controle foram modificadas, conforme indicado nos organogramas a seguir:

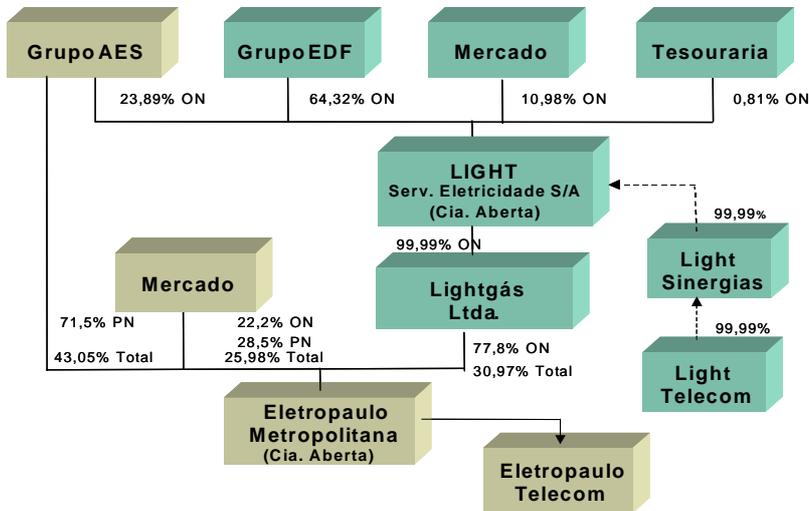
⁹⁹ Maiores detalhes sobre as operações de empréstimos e financiamentos do grupo podem ser encontradas no anexo C.

¹⁰⁰ Com exceção da Light, a primeira empresa de cujo controle a AES participou, mas que desde 2002 é controlada pela EDF, conforme abordado na seção anterior.

¹⁰¹ Estatal verticalmente integrada que atendia ao Rio Grande do Sul e optou por reestruturar suas operações e privatizar a atividade de distribuição, que foi dividida em duas empresas: CEEE-Norte-NE, atual AES-Sul e CEEE-Centro-Oeste, atual RGE.

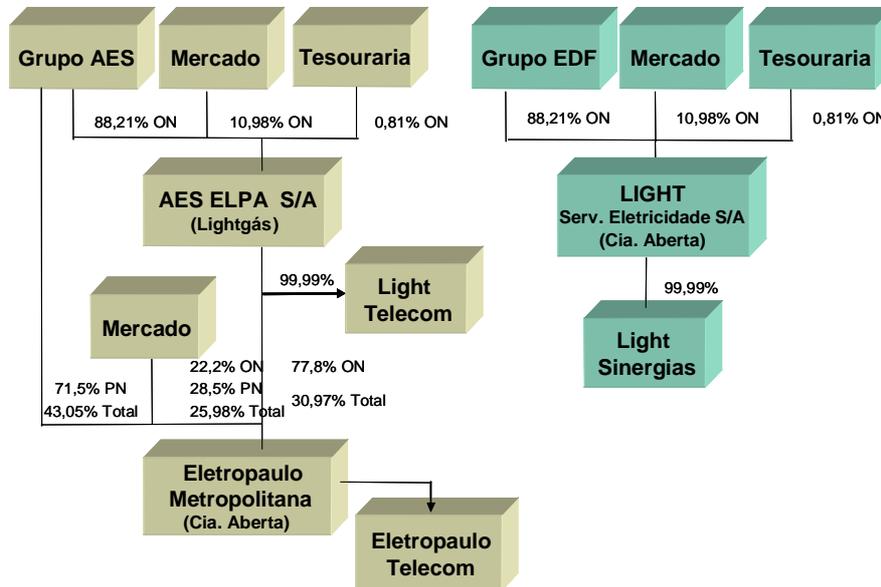
¹⁰² A Eletropaulo foi alvo do programa de privatização lançado pelo governo do Estado de São Paulo em 1995. Com base nesse, a empresa Eletropaulo foi reestruturada em 31 de dezembro de 1997, dando origem a quatro empresas: Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S.A.; EBE - Empresa Bandeirante de Energia S.A.; EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. e a Emae - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

Organograma 3.4 - Estrutura de controle antes da reestruturação



Fonte: Relatório da Administração da Light de 2002.

Organograma 3.5 - Estrutura de controle após a reestruturação



Fonte: Relatório da Administração da Light de 2002.

Iniciemos, assim, nossa análise sobre o endividamento das distribuidoras do Grupo AES pela Eletropaulo. Conforme disposto na tabela 3.12, os empréstimos e financiamentos da Eletropaulo foram, em sua maioria, denominados em moeda estrangeira, atingido seu ápice

em 2001¹⁰³. A partir desse ano, entretanto, a participação de dívidas em moeda nacional passou a aumentar por dois motivos: o ingresso de empréstimos do BNDES no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico e a reestruturação já mencionada do passivo oneroso da empresa no final de 2003, que, além de alongar seu perfil, previu a conversão de boa parte da dívida em moeda estrangeira para moeda nacional.

Tabela 3.12 – Características da evolução do endividamento da Eletropaulo

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	2.014.895	1.765.729	2.114.551	2.958.871	4.174.635	6.269.837	4.916.733	4.827.903
Perfil								
CP/Total	38,5%	28,7%	30,9%	32,0%	37,9%	51,0%	61,3%	18,8%
ME/Total	42,1%	70,3%	84,8%	76,2%	90,1%	66,5%	65,3%	48,8%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	39,7%	49,1%	38,3%	35,6%	33,2%	34,1%	31,9%
Instituições financeiras / Total	14,7%	11,9%	17,8%	17,4%	5,2%	7,5%	8,3%	45,2%
Debêntures e Outros Títulos / Total	49,8%	37,8%	30,2%	42,3%	55,7%	43,8%	41,6%	1,0%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13,0%	14,8%	20,7%
Outros / Total	35,5%	10,6%	2,9%	2,0%	3,5%	2,5%	1,3%	1,2%
Custo								
Encargos/ Principal	5,0%	1,1%	1,3%	1,5%	1,6%	1,2%	2,8%	2,7%
Encargos ME/ Encargos Totais	18,5%	29,9%	32,0%	9,5%	58,7%	15,0%	15,3%	1,2%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	0,0%	2,5%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	11,01%	26,37%	26,96%	20,82%	26,43%	13,22%	16,48%	17,20%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	3,68	1,92	2,03	3,07	2,68	8,21	4,64	3,80
EBITDA / Encargos Totais	5,39	47,43	38,54	21,70	23,18	10,41	7,71	9,82

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004
Elaboração própria.

A reestruturação da dívida da Eletropaulo ocorreu num ano crítico para o grupo AES no Brasil, ano em que esse se tornou inadimplente com o BNDES agravando as pressões exercidas pelos credores das empresas do grupo no Brasil no sentido de renegociarem suas dívidas. Em 31 de dezembro de 2003, o saldo dos empréstimos, financiamentos, debêntures e dívidas em situação de inadimplimento considerando as demonstrações contábeis consolidadas da Eletropaulo, era composto como consta na tabela a seguir:

Tabela 3.13 – Saldo dos empréstimos, financiamentos, debêntures e dívidas em situação de inadimplimento (31/12/03)

CIRCULANTE	Consolidado 2003
Moeda estrangeira	
Principal	1.537.756
Encargos de dívidas	21.001
Subtotal	1.558.757
Moeda nacional	
Principal	1.445.645
Encargos de dívidas	106.488
Subtotal	1.552.133
Total	3.110.890

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 2003.
Elaboração própria.

¹⁰³ Conseqüentemente, nesse ano, os encargos denominados em moeda dominaram os incorridos calculados.

Segundo o Relatório Anual da AES de 2003¹⁰⁴, no caso da Eletropaulo, o não atendimento a diversos *covenants* relacionados a créditos nacionais e estrangeiros deu a esses credores o direito de antecipar o vencimento dessas dívidas que em 31 de dezembro de 2003 totalizavam aproximadamente US\$ 787 milhões. Buscando evitar esse procedimento e finalizar um acordo de reestruturação de sua dívida com o BNDES (o que resultou na constituição da *holding* Brasileira Energia), a empresa estruturou um acordo com esses credores, no final de 2003, adiando o vencimento dessas dívidas para os cinco anos seguintes. O acordo com os credores previu também que 70% dessa dívida fosse denominada em reais. Em março de 2004, a Eletropaulo concluiu o processo de readequação de suas dívidas com seus credores que resultou na transformação dessas em dois novos empréstimos sindicalizados com vencimentos finais entre 2006 e 2008 junto ao The Bank of New York e ao Banco Itaú, para as dívidas denominadas em dólares norte-americanos e em reais, respectivamente.

É importante mencionar que os termos e condições desses empréstimos sindicalizados prevêm duas datas para pré-pagamento de parte do principal, com base no recebimento pela Eletropaulo dos seguintes recursos :

- Empréstimos do BNDES relacionados ao racionamento e à CVA; e
- Recursos relacionados ao programa do BNDES de capitalização das distribuidoras do setor; supõe-se, deste modo, que a Eletropaulo partiu do pressuposto que aderiria a esse programa.

Diferentemente do vivenciado pela Light, até a reestruturação da dívida no final de 2003, boa parte do endividamento oneroso da Eletropaulo resultava da emissão de títulos no Brasil (debêntures) e no exterior. A maioria desses títulos foi, contudo, cancelada e seu saldo devedor incorporado aos empréstimos sindicalizados resultantes do processo de reestruturação da dívida junto aos credores em 2003.

No que tange a adequação do endividamento ao resultado da empresa, é possível verificar que a margem EBITDA se deteriorou e não se recuperou após o racionamento de energia. Como o oposto vale para o endividamento, que aumentou significativamente entre 2001 e 2002, o índice de cobertura da dívida atingiu um nível insustentável em 2002, causando a inadimplência da empresa junto a alguns credores em 2003, o que levou a empresa a empreender o mencionado programa de readequação de sua dívida junto a esses.

¹⁰⁴ AES Annual Report 2003, obtido em www.aes.com

Considerando, por outro lado, a evolução do endividamento da outra distribuidora do grupo, a AES Sul, nota-se que seu endividamento se tornou bastante incompatível com seu desempenho operacional antes mesmo do racionamento, conforme demonstrado na tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Características da evolução do endividamento da AES Sul

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	28.618	919.407	1.359.496	1.526.595	1.794.324	2.515.788	2.033.920	1.979.721
Perfil								
CP/Total	5,9%	0,5%	1,8%	5,0%	12,8%	4,7%	10,3%	5,4%
ME/Total	0,0%	96,4%	96,3%	93,4%	78,8%	87,5%	88,6%	85,6%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,0%	2,1%	0,2%
Instituições financeiras / Total	0,0%	0,0%	1,2%	4,3%	5,1%	3,6%	1,5%	2,2%
Debêntures e outros títulos / Total	0,0%	95,9%	96,0%	93,4%	92,7%	92,9%	94,6%	90,0%
BNDDES / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	2,3%
Outros / Total	93,0%	4,1%	2,8%	2,2%	2,0%	1,5%	1,8%	5,4%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	ND	ND	11,2%	19,5%	29,9%	33,7%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	97,8%	98,4%	93,5%	94,3%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	-43,88%	19,06%	26,08%	29,12%	43,27%	27,18%	21,76%	19,05%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	-0,28	8,58	8,16	6,69	3,13	8,59	8,35	8,45
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	2,85	0,60	0,40	0,35

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tal característica deriva do fato de a AES Sul ter incorporado sua controladora, AES Guaíba Empreendimentos Ltda, em abril de 1998. A AES Guaíba foi a empresa constituída pela AES Corporation para adquirir a AES Sul no leilão de privatização ocorrido em outubro de 1997. A incorporação da AES Guaíba Empreendimentos, além de significar a incorporação de ativos representados basicamente pelo ágio pago na aquisição, incorporou também o passivo relacionado a essa aquisição, i.e. empréstimos num valor de R\$ 839 milhões. É possível supor, dada a falta de informações mais detalhadas, que esses empréstimos foram quitados com os recursos obtidos com a emissão, pela AES Sul, de *floating rate notes*. Esses títulos foram emitidos no mesmo ano da quitação dos empréstimos e num valor muito similar aos desses, além de terem contado com as ações da AES Sul como garantia¹⁰⁵. Neste sentido, é possível concluir-se que a distribuidora assumiu todo o ônus de sua aquisição, o que teve impactos perversos sobre seu desempenho.

Essas *floating rate notes* passaram a constituir a principal parcela da dívida onerosa da empresa e, por serem denominados em moeda estrangeira, seus encargos tomaram dimensões incompatíveis com a habilidade de a empresa gerar caixa para honrá-los. Verifica-se, por exemplo, que a partir do ano de 2002 o caixa gerado pela empresa não era suficiente nem para honrar 60% dos encargos devidos, maior parte dos quais relacionados a esses títulos. A

¹⁰⁵ Vide notas explicativas às DFPs de 2002.

situação chegou a ficar tão preocupante que a AES emitiu debêntures para captar recursos para o pagamento dos encargos das *floating rate notes*. Por outro lado, segundo as notas explicativas às DFPs, como não era possível antecipar o pagamento de juros dessas *notes* (apesar de o pagamento de juros ser trimestral até a data do vencimento), a AES Sul fez um empréstimo a sua controladora indireta no exterior, AES Cayman Guaíba, com o objetivo de reduzir a exposição cambial causada pelas *floating rate notes*, uma vez que os recursos captados com a emissão de debêntures eram denominados em reais e a dívida referente às *notes*, em moeda estrangeira.

Tentando reverter o impacto que as *floating rate notes* tiveram sobre o endividamento da empresa, a AES Sul cedeu, em 2001, parte dessa dívida a sua nova controladora, AES Guaíba II Empreendimentos, num valor em reais equivalentes a US\$ 120 milhões, reduzindo o saldo devedor para aproximadamente US\$ 609 milhões, o que não apresentou um impacto assim tão relevante no perfil do endividamento da empresa mesmo porque, nesse ano foram emitidas as debêntures já mencionadas.

No que tange, assim, à composição da dívida da AES Sul, é possível verificar que, assim como ocorreu na Eletropaulo, a emissão de títulos e debêntures consistiu o principal meio de captação de recursos.

III.3.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas

A Eletropaulo sofreu integralização de capital em 1997, antes de sua privatização, com o objetivo de, em parte, liquidar as debêntures detidas pela Lightpar¹⁰⁶, o que pode ser entendido também como uma tentativa do Estado de São Paulo de tornar a Eletropaulo mais atrativa ao capital privado num âmbito de preparação para venda¹⁰⁷. Da tabela 3.15, verifica-se

¹⁰⁶ As debêntures da 1ª emissão, que foram quitadas em 1997 mediante aumento de capital sofrido pela Eletropaulo diziam respeito a pagamento de uma dívida, junto a Lightpar, relativa à aquisição por essa do subsistema Light - São Paulo. É importante mencionar que a Light. foi criada em 1899 enquanto empresa privada (e canadense), atuando em São Paulo e no Rio de Janeiro, inicialmente fornecendo eletricidade de base hídrica e transporte público (bondes elétricos). Já enquanto Light Serviços de Eletricidade S.A., atuando unicamente no setor elétrico, a empresa foi adquirida pelas Centrais Elétricas Brasileiras, Eletrobrás, em 1979. Em 1981 foi vendido o subsistema referente à Eletropaulo ao estado de São Paulo, criando a Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A. Entretanto, ações e recebíveis da Eletropaulo permaneceram sob controle da Light. No processo de preparação para privatização da Light, essa foi cindida em duas empresas: a Light Serviços de Eletricidade S.A e a nova Light Participações S.A. (Lightpar). A Lightpar se tornou uma empresa de participações, subsidiária da Eletrobrás, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e que tinha por objeto principal participar no capital social da Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. A Lightpar foi destinada, assim, a carregar os ativos, os créditos e os direitos referentes a Eletropaulo.

¹⁰⁷ No ano seguinte, a empresa sofreu uma redução de capital como consequência das cisões da Bandeirante, da Empresa de Transmissão Paulista e da Emae.

que esse foi o aporte mais significativo de capital feito na empresa no período analisado, que ocorreu, todavia, antes mesmo de ela ser privatizada¹⁰⁸.

Tabela 3.15 – A Relação da Eletropaulo com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	0,6%	0,0%	7,6%	15,7%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	61,5%	0,0%	10,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	19,1%	9,3%	2,9%	0,4%	8,8%	0,0%	0,0%

Fonte: DFPs de 1997 a 2004.

Obs.: Na categoria “investimentos” está incluso investimento na aquisição de imóvel de CESP.
Elaboração própria.

Por outro lado, percebe-se que a empresa fez alguns pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio e realizou investimentos em empresas controladas e coligadas até 2002. Sobre essas operações, pouco é informado, mas é possível verificar que boa parte desses investimentos foram feitos nas *offshores*, Metropolitana Overseas e Metropolitana Overseas II, constituídas para captar recursos no exterior. As notas explicativas às DFPs de 2001 da Eletropaulo apresentam as empresas controladas e coligadas:

- “a) **Metropolitana Overseas Ltd.**, subsidiária integral sediada nas Ilhas Cayman constituída em 1998, com o objetivo, irrestrito e sem limitações, de administrar os negócios de uma empresa de investimento e atuar como divulgadora e empreendedora, bem como administrar os negócios com os agentes financeiros. Os lucros realizados são isentos de tributação nas Ilhas Cayman e tributados no Brasil de acordo com a legislação vigente. Em 24 de agosto de 2001, a Metropolitana Overseas Ltd. foi incorporada pela Metropolitana Overseas II Ltd.
- b) **Eletropaulo Telecomunicações Ltda.**, sociedade por quotas de responsabilidade limitada constituída em 1998, com o objetivo de: a) prestar serviços de telecomunicação em geral por quaisquer meios disponíveis; b) prestar serviços técnicos, consultoria, manutenção; e c) participar em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista.
- c) **Eletroger Ltda.**, sociedade por quotas de responsabilidade limitada, com o objetivo de: a) realizar estudos, projetos, construção, instalação, operação e exploração de usina termelétrica; b) comprar e vender energia elétrica; c) participar em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista. A Resolução ANEEL nº. 664, de 26 de dezembro de 2001, autorizou a Eletroger a se estabelecer como Produtor Independente mediante a implantação da central geradora termelétrica de Santa Branca. Essa resolução estabelece ainda que o controle acionário da Eletroger deverá ser transferido para empresa distinta da Companhia, no prazo de 90 dias após a sua publicação.
- d) **Metropolitana Overseas II Ltd.**, subsidiária integral sediada nas Ilhas Cayman constituída em 1999 com o objetivo, irrestrito e sem limitações, de administrar os negócios de uma empresa de investimento e atuar como divulgadora e empreendedora, bem como administrar os negócios com os agentes financeiros. Os lucros realizados são isentos de tributação nas Ilhas Cayman e tributados no Brasil de acordo com a legislação vigente.
- e) **Eletropaulo Comercial Exportadora Ltda.**, sociedade por quotas de responsabilidade limitada constituída em 2000, com o objetivo de: a) comprar e vender, importar e exportar, por conta própria e de terceiros, sob comissão ou consignação, de: 1) qualquer tipo de energia, principalmente a elétrica; 2) produtos relacionados a telecomunicações e informática em geral, por quaisquer meios disponíveis; 3) produtos de origem agrícola, animal ou mineral, em estado natural ou industrializados; e 4) toda matéria-prima relativa aos objetos sociais descritos nas letras acima; e b) a participação em outras sociedades, como sócia, acionista ou quotista.

¹⁰⁸ No demonstrativo de mutação do patrimônio líquido de 1999 da Eletropaulo consta um aumento de capital no valor de R\$ 220 milhões, que, contudo, não é explicado nas notas explicativas. Concomitantemente, verifica-se uma mutação no patrimônio líquido das empresas investidas no mesmo montante, o que pode significar que foi aportado capital na Eletropaulo para que ela pudesse aumentar o capital de suas controladas e coligas, em especial, a Metropolitana Overseas.

- f) **Logestic.com S.A.**, sociedade anônima constituída em 2000, com o objetivo de: a) desenvolver, implantar e ofertar serviços de “e-procurement” que aumentem a eficiência da cadeia de suprimentos das empresas interessadas; b) desenvolver, produzir, instalar e manter sistemas de informática; c) prestar serviços de comunicação, publicidade e propaganda em geral; d) prestar serviços de comunicação e de provimento de acesso via internet; e) prestar serviços e atividades relativos à distribuição de produtos e comércio eletrônico, bem como quaisquer outras atividades correlatas, necessárias à consecução do objeto social ou seu desenvolvimento e ampliação; e f) participar em outras empresas.
- g) **Eletropaulo JK S.A.**, sociedade anônima constituída em 2001, com o objetivo de desenvolver projetos e participar em outras sociedades.”

A AES Sul, por sua vez, também realizou investimentos em empresas com atividades estranhas à concessão. Uma das possíveis investidas foi a empresa AES Florestal Ltda., que atua na fabricação de cruzetas, postes e estruturas de madeira para linhas de sub-transmissão e de distribuição.

É interessante notar que, se por um lado a AES Sul, diferentemente da Eletropaulo, recebeu poucos recursos em operações com partes relacionadas, por outro, ela concedeu alguns empréstimos a empresas do grupo (tabela 3.16) que podem ter contribuído para agravar a sua situação financeira. Já em 1997, concedeu um empréstimo no valor de R\$ 10 milhões à empresa AES Uruguaiana Empreendimentos, destinado ao financiamento da construção da termelétrica de Uruguaina. Em 2001, diversas empresas relacionadas (AES Infoenergy, Vant Communication, AES Cayman Guaíba, AES Guaíba II e AES Florestal) foram receptoras de empréstimos da AES-Sul, totalizando um montante de mais de R\$ 130 milhões, sobre os quais pouco é informado¹⁰⁹,

Tabela 3.16 – A Relação da AES Sul com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	0,0%	2,7%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	1874,1%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,2%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Empréstimos para Partes Relacionadas								
Empréstimos para Partes Relacionadas/ Empréstimos e Financiamentos	35,0%	1,5%	0,0%	0,0%	7,3%	8,9%	9,9%	9,8%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004.

Elaboração própria.

Da tabela 3.16 é possível constatar também que a AES Sul, após o ano de sua privatização não sofreu nenhum aporte de capital significativo de seus acionistas, mas também fez poucas distribuições de dividendos (para acionistas minoritários), mesmo porque,

¹⁰⁹ Exceto pelo empréstimo, já mencionado, à controladora indireta no exterior, AES Cayman Guaíba, no valor de R\$ 102,433 milhões (US\$ 49,7 milhões, à época). Segundo as notas explicativas às DFPs desse ano, “esta operação teve como objetivo reduzir a exposição cambial da Companhia em virtude da impossibilidade de antecipação do pagamento de juros sobre a dívida do ‘Floating Rate Notes’, com os recursos captados na emissão de debêntures ocorrida no primeiro trimestre de 2001”.

durante o período analisado, a empresa só apresentou resultado positivo nos anos de 2001 e 2003.

Por fim, há de se ressaltar, contudo que, apesar do resultado positivo de 2003, em dezembro de 2004, a AES Sul apresentava um prejuízo acumulado de mais de R\$ 1,5 bilhão e um passivo a descoberto de R\$ 915 milhões. Considerando que tal desempenho resultou em grande parte da implementação de uma estratégia de gestão financeira do Grupo AES baseada na incorporação da controladora da AES-Sul em 1998, nas condições já mencionadas, não se pode deixar de mencionar os esforços que a ANEEL tem implementado no sentido de corrigir a contabilização e os efeitos da amortização desse ágio.

Conforme apresentado pelo parecer técnico da BDO Trevisan (2005), contratado pela ANEEL para analisar as práticas contábeis empregadas na contabilização do ágio na AES-Sul, a ANEEL vem questionando os procedimentos da incorporação do ágio junto a AES-Sul desde o ano de 2000. Em 2004, a ANEEL emitiu a Nota Técnica nº 164 - SFF/ ANEEL que apontou para a situação econômico-financeira comprometedor da empresa. Na fiscalização realizada em dezembro de 2004, a ANEEL voltou constatar a modificação da fundamentação econômica do ágio em 2000 sem sua anuência prévia e verificou ainda que a contabilização do ágio deveria ser modificada em função do histórico de prejuízos da empresa. Até o final do ano de 2004, contudo, não se havia encontrado uma solução para o desequilíbrio econômico-financeiro da AES-Sul¹¹⁰.

III.4– O Grupo Enron (Prisma Energy International)

A Prisma, controladora da Elektro, resulta da falência da Enron. A Enron constituía uma das gigantes americanas do setor de energia e pediu concordata em dezembro de 2001, apresentando uma dívida de US\$ 13 bilhões. O “escândalo” criado pela falência da Enron evidenciou uma série de fraudes contábeis e fiscais praticadas por seus administradores e auditores.

A empresa teve um crescimento destacável desde o final dos anos 80, quando iniciou sua expansão internacional com as privatizações no Reino Unido. Num segundo momento, no

¹¹⁰ Em 2005, contudo, após diversas negociações, a AES-Sul se comprometeu, por meio da correspondência PRS CT 0021/2005, a integralizar o montante de US\$ 639 milhões na empresa. O parecer técnico da BDO Trevisan (2005), conclui, entretanto, que o valor não seria suficiente para suportar a redução do capital social para fins de constituição da Reserva Especial de Ágio, operação essa pretendida pela ANEEL. Em outras palavras, o montante não seria suficiente para absorver o saldo dos prejuízos acumulados e para suportar a constituição do saldo de Reserva Especial de Ágio, uma vez que o saldo remanescente do capital social deveria ser suficiente para não comprometer a gestão operacional da concessionária, devendo promover uma estrutura adequada de capital e ser compatível com seu porte.

início da década de 90, passou a investir no cone sul, adquirindo ativos no setor de gás natural (gasodutos e rede de distribuição local) e no setor elétrico (geração e distribuição). Ao final da década, contudo, adotou uma nova postura, postergando parte de suas atividades produtivas e dando prioridade a aspectos especulativos, como a negociação de futuros e outros instrumentos financeiros, atividades que foram posteriormente caracterizadas como fraudulentas. A empresa também desempenhou um papel dominante na crise da Califórnia em 2001 (Cepal, 2005). O escândalo financeiro e fiscal que resultou na concordata da Enron agravou a desconfiança dos mercados em relação às empresas do setor no mundo, o que, obviamente, teve efeito sobre o desempenho financeiro das empresas no Brasil, conforme já mencionado.

A forma pouco conservadora de atuação do grupo também apresentou reflexos no Brasil. Supõe-se que Enron esteve envolvida em um acordo¹¹¹ com a Light, então controlada pela AES, para a manipulação do resultado do leilão de privatização da Eletropaulo, em 1998. Pelo acordo, a Enron não ofereceria propostas, abrindo espaço para a Light. Em troca, a Enron venderia gás para a Eletropaulo privatizada. O governo de São Paulo recebeu preço mínimo, sem ágio, pela venda da empresa.

Como consequência da concordata da Enron, foram vendidos vários de seus ativos, como a Transportadora de Gás Del Sur (TGS) na Argentina à Petrobrás; e foi criada a Prisma Energy International, empresa para a qual foi transferida a maior parte dos ativos de energia da Enron fora dos Estados Unidos, e atual controladora da Elektro. Parte do capital da Prisma será destinada aos antigos credores da Enron.

Considerando-se, assim, como pano de fundo, o fato de que a Enron caracterizou-se por implementar operações complexas de financiamento entre empresas do grupo, a evolução do endividamento da Elektro será abordada na próxima seção.

III.4.1 - O endividamento da Elektro¹¹²

O Relatório da Administração de 1998 da Elektro apresenta o processo de criação da Elektro¹¹³:

¹¹¹ Este acordo ainda encontrava-se sob investigação em 2004.

¹¹² Maiores detalhes sobre as operações de empréstimos e financiamentos do grupo podem ser encontradas no anexo D.

¹¹³ <http://www.cvm.gov.br>

“A Elektro foi constituída em 6 de janeiro de 1998, como subsidiária integral da CESP - Companhia Energética de São Paulo, dentro das diretrizes estabelecidas pelo PED - Programa Estadual de Desestatização do Governo do Estado de São Paulo.

Em 1º de março de 1998, foram transferidos para a Elektro, através de integralização de capital, os ativos vinculados às atividades de distribuição de energia elétrica de propriedade da CESP.

Os ativos operacionais incorporados pela Elektro foram administrados pela CESP até o início de suas operações.

Em 16 de julho de 1998, através de leilão de privatização, foram adquiridas pela Terraço Participações Ltda, holding brasileira integrante do Grupo ENRON (EUA), 43.681.170 lotes de mil ações ordinárias representativas de 89,98% do capital votante da Elektro.”

No mesmo ano de sua privatização, a Elektro incorporou sua controladora, a Terraço Participações Ltda., para obter o benefício fiscal resultante da amortização do ágio incorporado. Entretanto, semelhantemente ao ocorrido no caso da AES Sul, foi incorporada à Elektro toda a dívida relacionada a sua aquisição. Neste caso, uma dívida com a nova controlada, Terraço Investments Ltd, que captara US\$ 500 milhões junto a instituições financeiras, repassados a Terraço Participações Ltda. para a aquisição da Elektro. A princípio, parte desta dívida (US\$ 250 milhões) teria vencimento em 2000 e 2001 (sobre essa parcela não incidiria juros ou outros encargos) e a outra parte, venceria em 2008 e seria remunerada a juros de 15% a.a.. Destarte, conforme se verifica pela tabela 3.17, a principal origem dos empréstimos e financiamentos devidos pela Elektro durante o período analisado foram as operações com partes relacionadas.

Tabela 3.17 – Características da evolução do endividamento da Elektro

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	1.094.958	936.211	1.058.694	1.329.210	2.034.970	1.692.851	1.579.168
Perfil							
CP/Total	1,3%	0,9%	1,2%	5,5%	4,4%	4,7%	12,8%
ME/Total	55,2%	88,5%	85,5%	81,5%	80,4%	79,0%	77,8%
Composição							
Partes Relacionadas / Total	55,2%	90,7%	87,7%	83,4%	82,0%	81,1%	80,3%
Instituições financeiras / Total	0,0%	0,0%	0,0%	6,0%	1,4%	0,0%	0,0%
Debêntures / Total	0,0%	0,0%	1,2%	1,1%	0,9%	1,2%	1,4%
BNDES / Total	0,0%	1,4%	4,1%	4,5%	12,1%	14,0%	14,5%
Outros/ Total	44,8%	7,9%	6,9%	5,0%	3,7%	3,8%	3,8%
Custo							
Encargos/ Principal	0,6%	0,4%	0,4%	3,9%	15,3%	23,8%	22,3%
Encargos ME/ Encargos Totais	24,6%	96,7%	88,3%	93,3%	96,2%	92,4%	87,5%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	24,6%	98,1%	88,3%	96,0%	97,6%	94,2%	89,7%
Compatibilidade com o Resultado							
Margem EBITDA	26,79%	12,71%	26,69%	30,86%	20,41%	24,15%	31,63%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	7,96	7,65	3,37	2,74	6,90	3,93	2,44
EBITDA / Encargos Totais	20,69	36,39	81,01	9,45	0,95	1,07	1,84

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1998 a 2004

Elaboração própria.

Além do financiamento captado para sua própria aquisição, outra dívida relevante no período diz respeito à transferência, em 1999, pela Elektro à Energia Total do Brasil Ltda. (ETB), empresa do grupo Enron e uma das controladoras diretas da Elektro, da totalidade das obrigações da Elektro com a Eletrobrás (que antes estavam inclusas na categoria “outros”),

num valor superior a R\$ 400 milhões. A dívida original, denominada em moeda nacional, com a Eletrobrás resultava da transferência de obrigações da CESP com essa à Elektro quando da privatização. O prazo de pagamento previsto era de 15 anos. Segundo as notas explicativas às DFPs da empresa de 1999:

“Na mesma data [da transferência desses débitos com a Eletrobrás da Elektro para a ETB], por sua vez, a ETB quitou integralmente tal débito. As negociações envolvendo a concordância de todas as partes possibilitaram, à Elektro, um ganho equivalente a cerca de 15% (...) do saldo devedor do débito para com a ELETROBRÁS.

Em contrapartida à assunção das obrigações com a Eletrobrás pela ETB, entretanto, a Elektro contratou débitos junto à ETB no valor de R\$ 408,4 milhões, sendo aproximadamente 95% desses em moeda estrangeira, com vencimento em 2007. O julgamento, então, sobre se a transação foi favorável à Elektro, dependeria de se analisar se o ganho de 15% sobre o saldo devedor obtido por essa superaria os custos relacionados à antecipação do vencimento da dívida e ao fato de se ter atrelado sua remuneração à variação cambial.

Conforme exposto na seção anterior, uma das características do grupo Enron antes do início de seu processo de falência era a de ter criado inúmeras empresas de propósito específico que mantiveram diversas transações financeiras entre si. A falta de transparência nessas transações se tornou notória. Elas foram responsáveis pelo enriquecimento ilícito de muitos dirigentes das empresas do grupo e também pelo colapso de suas operações, o que resultou no pedido de falência da Enron. Nesse contexto esteve inserida a Elektro, que apresentou, ao longo do período analisado, empréstimos e financiamentos junto a diversas partes relacionadas (além da Terraço Investments e da ETB, a Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.(EPC); Enron Brazil Power Holdings IV, Enron Brazil Services e Enron Investimentos Energéticos). Vale destacar ainda que todos os empréstimos e financiamentos junto a partes relacionadas foram responsáveis por toda a dívida onerosa denominada em moeda estrangeira apresentada no período.

Por outro lado, é importante também mencionar que, foram promovidas diversas trocas de dívida entre a Elektro e empresas do grupo o que resultou na rolagem de seus prazos de vencimento, de modo que apenas uma dívida apresentou vencimento durante o período analisado, e, no caso das demais, aparentemente a empresa não fez nenhum pagamento de juros referente a essas até o ano de 2004, quando foram pagos R\$ 232,3 milhões. Para efetuar o pagamento de juros a partir de 2004, a Elektro vinha, desde 2001 destinando parte de seus recursos disponíveis para aplicações vinculadas ao dólar. A tabela 3.18 a seguir mostra o

cronograma de pagamentos que a Elektro apresentava contra suas credoras relacionadas em 2004:

Tabela 3.18 – Cronograma de pagamentos de empréstimos junta a partes relacionadas em 31/12/2004 (R\$ mil)

Ano	31/12/2004
2005	267.000
2007	106.005
2008	999.491
2009	118.446
2010	118.446
2011	118.446
2012	118.446

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 2004
Elaboração própria.

No que tange às outras fontes de empréstimos e financiamentos, relativamente bem menos expressivas que as partes relacionadas, é importante mencionar que a Elektro efetuou sua primeira emissão de debêntures em 2000 e que as debêntures disponíveis no mercado tinham vencimento previsto para 2005. Por outro lado, a empresa efetuou captações de recursos do BNDES em 1999 (FINAME) e 2000 (BNDES Automático e FINEM), além de ter recebido desse os recursos referentes à recomposição tarifária extraordinária em 2002 e à CVA em 2003, daí o aumento da importância relativa das captações junto ao BNDES a partir de 2002. Por fim, a empresa só recorreu a empréstimos bancários para formação de capital de giro em 2001 e 2002.

O ano de 2004 constituiu, assim, entre os anos analisados, o ano em que mais empréstimos e financiamentos apresentaram vencimento no curto prazo, o que poderia exigir da empresa esforços na postergação de seus vencimentos em 2005, principalmente no que tange à parcela com partes relacionadas.

No mais, pode-se verificar ainda, com base na tabela 3.17, que o ano em que o montante de empréstimos e financiamentos foi maior foi o ano de 2002, o que se deve também ao fato de que, ao final desse ano, 80% da dívida da Elektro era atualizada pela variação cambial, sendo que a taxa de câmbio, então, esteve em um de seus momentos de maior desvalorização no período analisado. Foi também nesse ano que a empresa apresentou sua segunda menor margem EBITDA, provavelmente em decorrência do racionamento.

Por outro lado, considerando-se que as empresas credoras ligadas à Elektro concederam prorrogação dos pagamentos de todas as obrigações devidas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2004, encargos se tornaram parte significativa da dívida da Elektro a partir de 2001, mas principalmente, de 2002. Assim, em 2002, se a empresa precisasse pagar todos os encargos incorridos até então, a geração de caixa operacional (aproximada pelo EBITDA) não seria suficiente para honrar esse pagamento. Mesmo sendo possível observar uma melhoria nessa situação até o ano de 2004, mesmo porque a margem EBITDA do ano foi a melhor do período, é possível supor que o pagamento desses encargos no futuro agravaria o desempenho financeiro da distribuidora.

III.4.2 - A relação da Elektro com outras empresas do grupo e com os acionistas

Excetuando-se os empréstimos e financiamentos com partes relacionadas, já extensivamente abordados, a Elektro não mencionou nas notas explicativas às suas DFPs ter feito investimentos em geração, embora possua concessões de duas PCHs (Emas e Lobos). Por outro lado, com a incorporação da Terraço Participações, a Elektro passou a apresentar investimentos na Terraço Investments até o ano de 2004, não sendo, contudo, possível constatar se a Elektro realizou ou não aportes de capital na Terraço Investments. Analisando-se, entretanto, o balanço da controlada, é possível supor que esses aportes foram praticados, visto que foi possível verificar que o capital social dessa sofreu algumas alterações ao longo do período¹¹⁴, conforme demonstrado na tabela a seguir:

Tabela 3.19 – Aumento ou redução do capital social da Terraço Investments (R\$ mil)

Terraço Investments Ltd.	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Aumento/ Redução do Capital Social	0	19.577	8.177	3.996	13.282	-7.053	-2.571

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1998 a 2004
Elaboração própria.

No que tange à relação com os acionistas (tabela 3.20), verifica-se que a empresa só realizou pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio em 1998 e 1999, mesmo tendo aferido prejuízo em 1999. Além do prejuízo observado nos anos de 1999, 2000 e 2002, a Elektro apresentou patrimônio líquido descoberto (negativo) em todos os anos de 1999 a 2004, o que indica um problema sério de alavancagem na empresa. Destaca-se que esses desequilíbrio resulta da estratégia de investimento e de gestão financeira do Grupo Enron,

¹¹⁴ Trata-se apenas do capital social e não do patrimônio líquido. Como essa empresa acumulou prejuízos ao longo de todo o período analisado, o patrimônio líquido muitas vezes decresceu de um ano para o outro apesar do aumento verificado no capital social.

uma vez que, conforme já abordado, maior parte da dívida da Elektro teve como fonte empresas relacionadas, inclusive controladoras diretas e indiretas.

Não obstante, a Elektro argumenta por meio das notas explicativas às DFPs de diversos anos que o prejuízo acumulado ao longo dos anos deriva justamente dos empréstimos com empresas relacionadas. Nas notas explicativas de 2003, por exemplo, no item “Prejuízos Acumulados” a empresa explica:

“Este resultado é reflexo principalmente dos efeitos da variação cambial acumulada de exercícios anteriores sobre empréstimos com Pessoas Ligadas, denominados em dólar norte-americano, que têm seus vencimentos entre 2007 e 2012.

Os empréstimos com Pessoas Ligadas representam obrigações de longo prazo, portanto não existe qualquer consequência à liquidez atual da sociedade, mesmo considerando o prejuízo acumulado em 31 de dezembro de 2003.”

Neste sentido, verifica-se que os *intercompany loans* foram de fato utilizados para reduzir a exposição dos acionistas ao risco do negócio, ou seja, que a participação desses na empresa se deu primordialmente por meio de empréstimos e financiamentos. A tabela 3.20 mostra que os únicos aportes de capital próprio ocorreram em 1999 e 2000¹¹⁵ justamente por meio da capitalização de dívidas que a empresa tinha com partes relacionadas. O aporte de 1999, o mais significativo, se referiu à capitalização de US\$ 250 milhões da dívida que a Elektro tinha com a Terraço Investments (resultante da incorporação).

Tabela 3.20 – A Relação da Elektro com partes relacionadas

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas							
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	1,1%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital							
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	48,3%	45,9%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004
Elaboração própria.

Por fim, ainda no escopo do relacionamento com partes relacionadas, é relevante que se aborde os efeitos perversos para a distribuidora da incorporação da Terraço Participações. Além do aspecto relacionado à incorporação pela Elektro da dívida captada para fazer a aquisição da própria Elektro, o desempenho financeiro da empresa sofreu o impacto da amortização do ágio inicialmente pelos 10 anos. Como o ocorrido no caso da AES Sul, os administradores decidiram pela amortização acelerada (em menor prazo que o da concessão) da parte do ágio referente à expectativa de rentabilidade futura, com o intuito de aumentarem os benefícios fiscais dessa incorporação. As notas explicativas às DFPs de 2001 argumentam que estudos “realizados, em 31 de dezembro de 2001, confirmam a expectativa de

¹¹⁵ O aumento de capital de 1998 se refere à criação da empresa.

rentabilidade, que suporta a amortização nos próximos 7 anos, do saldo do ágio referente à expectativa de rentabilidade futura”, o que implicaria na manutenção de uma taxa de amortização de 10% a.a. para essa parcela do ágio. A ANEEL, por sua vez, vinha, desde 1999, discutindo com a empresa o prazo de amortização do ágio. Por meio do Ofício nº 1.010 de 2002, a ANEEL determinou que a Elektro efetuasse a mudança do prazo de amortização de 10 para 30 anos (tempo da concessão) retroativamente a 1999. Após consulta à CVM, que concordou com a alteração do prazo de amortização, porém sem ajuste retroativo, a Elektro solicitou à ANEEL a confirmação do entendimento expressado pela CVM e a ANEEL, por meio do Ofício nº 393/2003-SFF/ANEEL, validou o referido procedimento, de modo que a partir de 2002 foi-se considerado como prazo de amortização o período de concessão e alteradas as taxas de amortização.

Por outro lado, considerando que uma rápida amortização do ágio reduz o resultado da empresa e a base para pagamento de dividendos, também de acordo com o ocorrido na AES Sul, a empresa buscou ressarcir seus acionistas com os recursos da reserva de capital. Assim, em 2001 em Assembléia Geral Extraordinária, foi aprovada operação de desdobramento e resgate de ações de emissão da Elektro, sendo previsto o pagamento desse resgate mediante utilização do saldo de reserva de capital (ágio na emissão de ações – subscrição de capital), no montante de R\$ 676 milhões entre 2001 e 2005. Em 2001, contudo, os acionistas controladores concederam à Elektro a prorrogação dos pagamentos desse resgate devidos às empresas ligadas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003.

Considerando que as operações de desdobramento e resgate de ações estariam descapitalizando a distribuidora, a ANEEL enviou, em 2003, à Elektro o Termo de Notificação 033/2003 determinando o “Desfazimento integral da operação de desdobramento e resgate de ações (...) adotando medidas para o reembolso integral por parte dos acionistas dos valores recebidos.”¹¹⁶ No mesmo ano, a Elektro recebeu Ofício CVM/SEP/GEA-1/nº 147/03 questionando o embasamento legal da operação de resgate de ações.

De dezembro de 2001 até dezembro de 2004 as operações de resgate de ações resultaram no desembolso efetivo de R\$ 1,7 milhão (R\$ 521 mil só no exercício de 2004) exclusivamente aos acionistas minoritários. A ANEEL chegou a encaminhar Auto de Infração – AI nº 005/2004-SFF no montante de R\$ 4,3 milhões referente ao termo de notificação 033/2003 e a fatos apontados no relatório de fiscalização nº 19/02. A Elektro interpôs recursos

¹¹⁶ Vide notas explicativas às DFPs de 2002 (item “Contas a Pagar – Acionistas”).

contra a imposição de penalidade junto à ANEEL e finalizou o ano de 2004 mantendo discussões com essa no sentido de encerrar essa pendência ainda em 2005.

III.5– O Grupo ENDESA

A Endesa, Empresa Nacional de Electricidad, S.A., empresa estatal espanhola, se define¹¹⁷ como uma das maiores empresas elétricas do mundo, estando presente em onze países de três continentes, apresentando uma potência instalada total de 71.800 MW e atendendo a 20,9 milhões de consumidores. É a maior geradora, comercializadora e distribuidora de energia na Espanha, América Latina e Caribe, e uma das maiores empresas do setor na União Européia (Cepal, 2005).

Sua estrutura observa uma divisão por linhas de negócios, com base nas seguintes empresas¹¹⁸:

- Endesa Generación, criada em 1999 para concentrar as atividades de geração e mineração;
- Endesa Red, resultante do processo de integração das empresas de distribuição do grupo na Espanha; é composta pelas empresas Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (que assume as atividades reguladas de transporte e distribuição de eletricidade); Endesa Operaciones y Servicios Comerciales, S.L. (que desenvolve atividades de apoio comercial às demais) e Endesa Gas;
- Endesa Energía, criada em 1998, para atuar na comercialização no mercado de consumidores livres, atuando também na comercialização de energia em Portugal, França, Itália, Alemanha e Bélgica;
- Endesa Serivicios, constituída em 1999 para concentrar o conjunto dos serviços de apoio de cada uma das sociedades em que a Endesa participa;
- Endesa Europa, criada em 2001 para concentrar as participações que a Endesa possui em empresas elétricas da Europa e do Norte da África: Endesa Italia (Italia), Snet, Soprolif e Powernext (França), Tejo Energia (Portugal), Endex (Holanda), Giolda Energii (Polônia) e Lydec (Marrocos); e

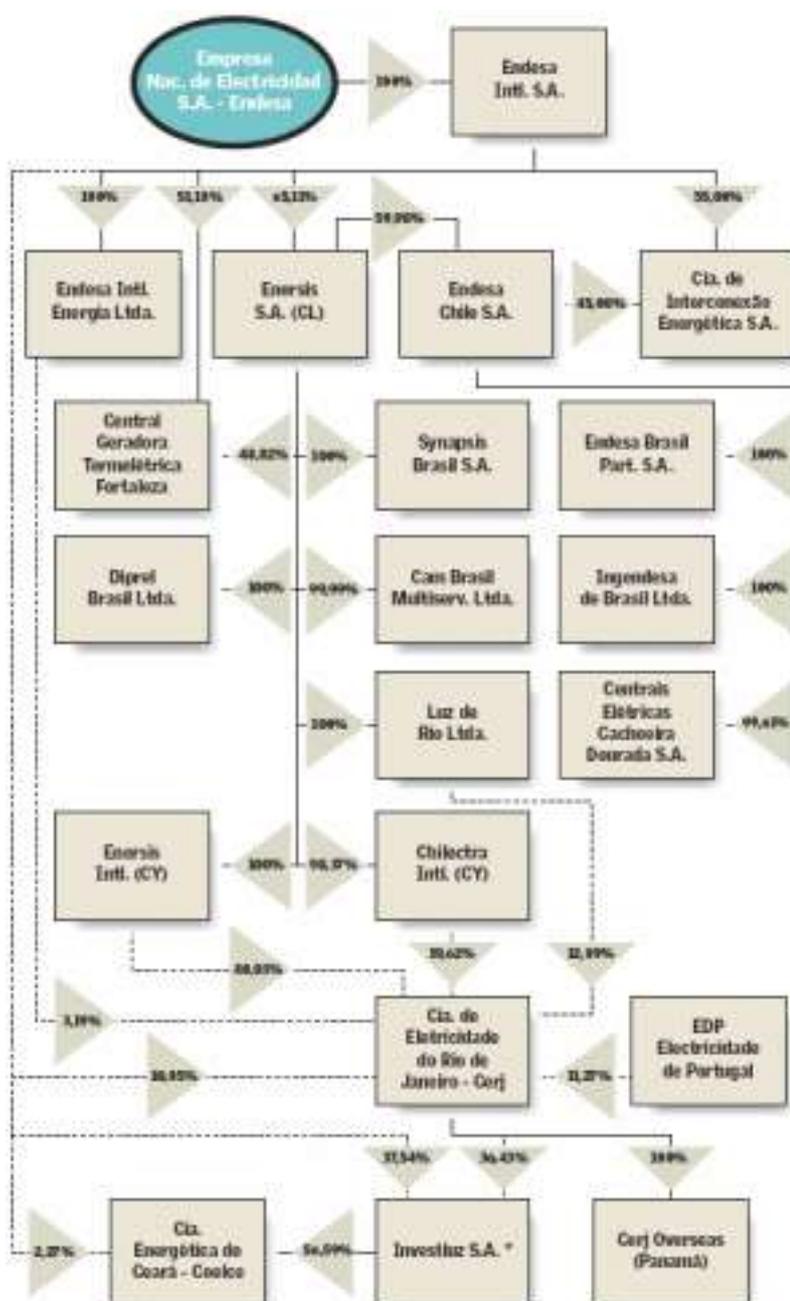
¹¹⁷ www.endesa.es

¹¹⁸ Idem.

- Endesa Latinoamérica (nova denominação dada à Endesa Internacional em 2004 para suas atividades no mercado ibero-americano), controla a Endesa, Enersis e Chilectra (Chile), Edesur, Costanera, Dock Sud e El Chocón (Argentina), Cien – Companhia de Interconexão Energética, Endesa Fortaleza, CERJ e COELCE (Brasil), Emgesa e Codensa (Colômbia), Edegel e Edelnor (Peru).

A estrutura do grupo no Brasil, em 2003, pode ser representada pelo organograma a seguir:

Organograma 3.6 – Organograma da Endesa, com foco em suas controladas brasileiras



Fonte: www.valoronline.com.br¹¹⁹.

No que tange, assim, às atividades do grupo especificamente no setor elétrico no Brasil, destacam-se as seguintes empresas: 1) as distribuidoras Ampla (ex-CERJ) e COELCE; 2) a CERJ Overseas, que constitui uma empresa *off-shore* que visa captar empréstimos/ financiamentos no mercado internacional; 2) a CDSA (Cachoeira Dourada S.A.), que é controlada pela Endesa Chilena; e 3) a Termelétrica de Fortaleza, que junto com a CDSA constituem as duas empresas que representam a Endesa na atividade de geração de eletricidade no Brasil.

A Endesa é considerada pelo relatório da Cepal (2005) o operador dominante na América Latina. Entre 1988 e 1998 a empresa foi objeto de um amplo programa de privatização. Iniciou, assim, sua expansão por meio da aquisição de ativos no mercado doméstico, passando, no início dos anos 90, para a internacionalização, tendo como destino países como Argentina, Portugal, Peru, França e Itália. A América do Sul constituiu, contudo, o foco principal de sua estratégia. O grupo não se resumiu, entretanto, a sua atividade principal (geração e distribuição de energia elétrica), buscando oportunidade de negócios em telecomunicações, distribuição de gás, tratamento e distribuição de água, energias renováveis, entre outras.

Sua posição na América Latina se consolidou também por meio de aquisições e alianças estratégicas com empresas locais de relevância em seus mercados. Em agosto de 1997, a Endesa adquiriu uma participação significativa nas sociedades controladoras da chilena Enersis. Ambas passaram a buscar conjuntamente novos ativos na região, principalmente no Brasil e na Colômbia. A Endesa, todavia, ao executar uma oferta hostil sobre a Enersis em março de 1999, definiu sua nova estratégia na América Latina de centralizar suas operações regionais em energia elétrica na Enersis. Apesar de ter se tornado o maior grupo elétrico privado da América Latina e Caribe, a integração entre esses mercados não se tornou um objetivo prioritário considerando-se as limitações técnicas e regulatórias dessa estratégia (Cepal, 2005).

Segundo Hall (2004), o grupo pretende parar de expandir suas operações na região enquanto o retorno sobre esses investimentos não superarem o retorno sobre os investimentos em solo europeu, considerando que o grupo enfrentou grandes perdas em função das crises

¹¹⁹ Tendo em vista que o organograma se baseia na edição “Valor Grandes Grupos” de 2003, a mudança da denominação da Endesa Internacional para Endesa Latinoamérica não foi incorporada nesse.

econômicas e energéticas vivenciadas pelos países na América do Sul¹²⁰. Neste sentido, a subsidiária chilena do grupo, a Enersis, passou por uma reestruturação financeira em 2002, que incluiu as seguintes medidas: um aumento de capital no valor de US\$ 2 bilhões com o principal intuito de cancelar parte de sua dívida bancária; a obtenção de um empréstimo sindicalizado para a troca da dívida bancária no valor de US\$ 2,3 bilhões; um plano de venda de ativos e suas respectivas dívidas; e um aumento na eficiência operacional buscando aumentar a liquidez de duas operações.

Na Argentina, a Endesa está envolvida em negociações com o governo buscando manter seus investimentos, reaver seus prejuízos com o fim da dolarização da economia, e aumentar o preço da energia para elevar sua margem de lucro. E em fevereiro de 2003, o grupo traçou seu plano estratégico para o período 2002-2006 e voltou a se focar no cerne de sua atividade: a geração, distribuição e comercialização de eletricidade.

No Brasil, como veremos, o grupo decidiu reinvestir em suas distribuidoras a aderir ao plano de socorro do BNDES. Isso nos leva, assim, à próxima seção deste capítulo. Com base no comportamento adotado pelo grupo e descrito na presente seção analisaremos, a seguir, o desempenho financeiro das distribuidoras controladas pelo grupo principalmente no que tange a seu endividamento.

III.5.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo ENDESA no Brasil¹²¹

A Endesa, por meio de várias controladas, adquiriu o controle da CERJ (cuja razão social foi alterada para Ampla em 2003) em 1996. A CERJ foi a primeira distribuidora estadual a ser privatizada. Em 1998, de novo por meio de suas controladas, adquiriu o controle da COELCE (vale lembrar que a CERJ participou dessa aquisição se tornando assim também acionista indireta da COELCE)¹²².

Assim como as demais empresas analisadas até o presente momento, a Ampla apresentou uma dívida onerosa preponderantemente denominada em moeda estrangeira ao longo do período (tabela 3.21). Esta característica não constituiu, contudo, um traço dominante nas distribuidoras do grupo, já que na COELCE, conforme apresentado na tabela

¹²⁰ O relatório da Cepal (2005) indica que as crises na região resultaram em problemas de liquidez e obrigaram à Endesa a efetuar provisões extraordinárias e saneamentos de ativos com o objetivo de fortalecer sua posição financeira, prever riscos futuros e se melhor colocar no caso de uma eventual recuperação econômica mundial.

¹²¹ Maiores detalhes sobre as operações de empréstimos e financiamentos do grupo podem ser encontradas no anexo E.

¹²² Deste modo, o ano de 1997 traz características do endividamento da COELCE enquanto essa ainda era estatal.

3.22, é possível detectar a pouca representatividade dos empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira (todos tendo como origem instituições financeiras) até o ano de 2001. Neste ano, contudo, a empresa fez diversas captações de curto prazo junto a instituições financeiras no exterior que tiveram o impacto de dobrar o endividamento da empresa de um ano para o outro.

Tabela 3.21 – Características da evolução do endividamento da Ampla

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	317.055	1.275.987	1.494.691	1.628.730	1.760.643	2.091.144	1.861.902	1.540.440
Perfil								
CP/Total	33,9%	46,6%	3,7%	23,3%	26,8%	18,5%	19,5%	30,3%
ME/Total	32,8%	43,6%	60,4%	61,7%	75,4%	83,5%	77,2%	43,3%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	26,4%	43,6%	84,5%	78,2%	82,0%	69,3%	74,2%	44,9%
Instituições financeiras / Total	19,5%	44,3%	2,4%	9,9%	14,8%	17,3%	12,7%	15,1%
Debêntures / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	19,1%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	4,2%	4,0%	2,9%	12,2%	12,0%	19,0%
Outros/ Total	54,1%	12,1%	9,0%	7,9%	0,3%	1,1%	1,1%	2,0%
Custo								
Encargos/ Principal	1%	1%	2%	3%	2%	2%	2%	3%
Encargos ME/ Encargos Totais	8%	0%	0%	0%	2%	36%	16%	1%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	87%	ND						
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	19,90%	32,66%	17,34%	14,96%	13,64%	11,40%	6,16%	19,96%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	2,66	5,19	10,24	10,43	9,28	14,09	19,66	4,38
EBITDA / Encargos Totais	28,89	25,98	4,07	3,82	5,18	4,00	2,88	7,49

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível. Encargos totais a partir de 1998 não incluem encargos das operações com partes relacionadas.

Tabela 3.22 – Características da evolução do endividamento da COELCE

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos	128.135	137.525	145.272	212.291	421.939	773.097	662.214	610.672
Perfil								
CP/Total	18,8%	24,1%	15,2%	40,0%	79,7%	32,7%	33,9%	13,4%
ME/Total	5,8%	5,8%	8,1%	6,2%	44,8%	58,6%	54,0%	27,6%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Instituições Financeiras / Total	37,4%	30,2%	34,4%	32,1%	54,3%	64,6%	65,0%	32,4%
Debêntures e Outros Títulos / Total	0,0%	0,0%	0,0%	25,9%	35,6%	0,0%	0,0%	15,0%
BNDES / Total	0,0%	11,5%	9,8%	6,0%	2,6%	24,7%	26,6%	44,4%
Outros/ Total	62,6%	58,3%	55,8%	36,0%	7,5%	10,6%	8,4%	8,1%
Custo								
Encargos/ Principal	0,1%	0,1%	0,4%	0,4%	3,9%	2,5%	1,4%	1,9%
Encargos ME/ Encargos Totais	100,0%	64,5%	97,4%	21,0%	98,7%	89,2%	73,1%	40,7%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	11,33%	12,41%	30,18%	26,56%	20,39%	29,96%	27,61%	16,75%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	2,53	2,20	0,84	1,14	2,30	2,82	2,33	2,73
EBITDA / Encargos Totais	429,56	517,14	326,80	236,68	11,03	13,98	30,79	18,88

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004, Bloomberg e Thomson Financial

Elaboração própria.

No caso da Ampla, contou especificamente para o elevado endividamento em moeda estrangeira da empresa a captação de recursos junto a sua *offshore*, CERJ Overseas, em 1998, conforme demonstrado na tabela 3.23.

Tabela 3.23– Operações entre Ampla e CERJ Overseas/ Enersis Internacional

Termos e Condições das Operações		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PASSIVO	Recursos captados no exterior pela CERJ Overseas US\$ 75 milhões - 9,075% a.a. + dólar - vcto. 2002 US\$ 350 milhões - 11,2% a.a. - vcto. 2008	556.636	907.327	1.005.251	1.176.091	1.427.656	1.276.411	
	Troca de dívida em 2004 (com Enersis Internacional) US\$ 163,3 milhões - 11,2% a.a.							586.389
	Participação nos empréstimos e financiamentos totais	44%	61%	62%	67%	68%	69%	38%
ATIVO	Mútuo feito à CERJ Overseas US\$ 206,9 milhões - 6% a.a. + libor - vcto. 2006	405.036	487.324	575.732	569.810	768.740	654.132	
	Troca de mútuo em 2004 (feito à Enersis Internacional) US\$ 189,6 milhões - 8,31% a.a. - vcto. 2008							510.229
	Despesa Financeira Líquida	-32.413	-104.730	-71.424	-79.021	-447.929	85.268	-22.479
	Dívida Líquida (Ativo - Passivo)	-151.600	-420.003	-429.519	-606.281	-658.916	-622.279	-76.160
	Dívida + Despesas Financeiras	-184.013	-524.733	-500.943	-685.302	-1.106.845	-537.011	-98.639

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

É importante mencionar que, se por um lado a Ampla recebeu recurso da CERJ *Overseas*, por outro, esta operação esteve casada com um mútuo concedido pela Ampla à sua controlada *offshore*¹²³. Assim, embora não tenha sido possível calcular de forma agregada os encargos incorridos nos empréstimos e financiamento totais na tabela 3.21 (para se ter uma estimativa da compatibilidade de seu custo com o seu desempenho operacional¹²⁴), por outro, a empresa indica o saldo líquido das despesas financeiras incorridas entre as operações passivas (recursos recebidos pela Ampla) e ativas (recursos enviados pela Ampla) ocorridas entre Ampla e CERJ *Overseas* (e, posteriormente, Enersis Internacional). Neste sentido, é possível verificar que, com exceção do ano de 2003, os termos dessas operações desfavoreceram à Ampla.

No que tange às outras “fontes” de empréstimos, é importante mencionar que:

- a partir do ano de 2000, a Ampla passou a fazer inúmeras captações de curto prazo junto a instituições financeiras;
- a Ampla apresentou desde 1999 linha de crédito em moeda nacional (logo, indexada à TJLP + spread) com o BNDES, passando a receber os recursos relacionados ao racionamento (à Selic + 1%) a partir de 2002; e
- a Ampla fez emissões de debêntures em 2004.

¹²³ Até o ano de 2004 a CERJ *Overseas* era a devedora do mútuo. Neste ano, entretanto, ela foi incorporada pela controladora da Ampla, a Enersis – do grupo Endesa – o que causou a alteração dos termos dos empréstimos, conforme apresentado na tabela 3.23.

¹²⁴ Uma vez que a empresa não informa os encargos específicos da dívida contraída pela Ampla junto a CERJ *Overseas*, que constituiu a operação mais representativa ao longo do período analisado.

A COELCE, por sua vez, principalmente a partir de 2001, conforme já mencionado, adotou o endividamento junto a instituições financeiras como principal forma de captação de recursos de terceiros. Por outro lado, entre os anos de 2000 e 2001 a empresa emitiu notas promissórias num montante aproximado de R\$ 250 milhões e, em 2004, fez sua primeira emissão de debêntures, captando cerca de R\$ 90 milhões.

No que tange à obtenção de recursos do BNDES, a empresa apresentou obter desde 1998 empréstimos e financiamentos junto a essa instituição, todos com remuneração a TJLP + *spread*. Em 2002, iniciaram os ingressos dos recursos referentes à recomposição de margem do setor e em 2003, à CVA; e em 2004, a empresa obteve uma linha de FINEM (para investimento produtivo), sendo que parte dessa com recursos captados pelo BNDES no exterior, ou seja, com remuneração atrelada à variação de cesta de moedas.

Considerando, então, a questão da compatibilidade do endividamento das empresas do grupo Endesa com a sua geração de caixa operacional (aproximada pelo EBITDA), constata-se que uma análise sobre o comportamento dessa variável ao longo do período não se aplica no caso da Ampla, uma vez que essa geração de caixa oscilou bastante ao longo do período. Por outro lado, verifica-se que a empresa, em seu melhor ano, necessitaria de gerar quase três vezes o seu caixa operacional para pagar toda sua dívida onerosa (excluindo encargos) e, em seu pior ano, vinte vezes.

No caso da COELCE, contudo, o nível do endividamento se apresentou bastante compatível com seu desempenho operacional, uma vez que o saldo dos empréstimos e financiamentos não chegaram a superar três vezes o valor da geração de caixa operacional (aproximada pelo EBITDA), e que o EBITDA se provou bastante superior ao saldo devedor de encargos relacionados a essas dívidas. Não há dúvidas, contudo, que o ano de 2001 pode ser considerado como o ano em que esse endividamento se elevou substancialmente, porém não a ponto de deteriorar a capacidade da empresa em honrá-lo. Para se ter um parâmetro, basta considerar que o Banco Europeu de Investimentos (BEI), credor da COELCE, estabeleceu entre os *covenants*¹²⁵ exigidos para a manutenção dos termos do financiamento concedido, uma razão EBITDA/Encargos da Dívida mínima de 3 (e a menor razão apresentada foi de 11, em 2001).

¹²⁵ Obrigações que o devedor se obriga a cumprir para manter os termos e condições do financiamento captado.

III.5.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas

A principal transação efetuada entre a Ampla e partes relacionadas foram os repasses de recursos entre essa e a CERJ *Overseas*, já explanados, que dominaram o endividamento da empresa ao longo do período. Outra operação relevante diz respeito à privatização da COELCE, quando a Ampla se tornou acionista indireta dessa, o que fez com que a Ampla, em 1998, aportasse um investimento de aproximadamente R\$ 360 milhões na Distriluz Energia Elétrica S.A, empresa que adquiriu 36,43% do capital da COELCE¹²⁶.

Tabela 3.24 – A Relação da Ampla com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	6,0%	0,0%	30,2%	0,0%	46,1%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	28,1%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%

Fonte: DFPs de 1997 a 2004.

Elaboração própria.

Os acionistas da Ampla, por sua vez, demonstraram comprometimento coma empresa, na medida em que optaram por não receberem pagamento de dividendos nem de juros sobre capital próprio¹²⁷ e por terem efetuado alguns aportes de capitais na empresa. O primeiro, no ano de 2000, diz respeito à conversão de debêntures¹²⁸ detidas pela EDP¹²⁹ contra a Ampla em capital. O segundo, no ano de 2002, resultou da conversão da s debêntures restantes, detidas por empresas do grupo Endesa, em capital. Já o terceiro, ocorrido em 2004, resultou da incorporação da CERJ *Overseas* pela Enersis Internacional e da capitalização da maior parte do empréstimos que a CERJ *Overseas* detinha contra a Ampla. Em contrapartida, contudo, foram firmados novos contratos de mútuos entre as partes, nos termos indicados na tabela 3.23 (percebe-se, mesmo assim, nesse ano, uma redução dos empréstimos e financiamentos totais e daqueles oriundos de partes relacionadas).

Já a COELCE, por sua vez, recebeu um único aporte de capital de seus acionistas no valor de R\$ 182 milhões em 1998 (esse valor constituiu, inicialmente, reserva para futuro aumento de capital, sendo capitalizado no ano seguinte). Ao contrário da Ampla, a COELCE

¹²⁶ A Distriluz foi incorporada pela COELCE para o aproveitamento dos benefícios fiscais resultantes do ágio pago, de modo que a Ampla passou a deter investimentos na Investluz S.A., empresa criada pela Enersis, para ser a controladora da COELCE, com 56,59% das ações

¹²⁷ Mesmo porque apresento prejuízo nos exercícios de 1999, 2001, 2002 e 2003.

¹²⁸ Em 1999, a Ampla emitiu R\$ 360 milhões em debêntures, que foram, contudo, adquiridas em sua totalidade por seus controladores. Uma vez que a origem do recurso são partes relacionadas, essa dívida não foi categorizada em “debêntures” mas em “partes relacionadas”.

¹²⁹ Apesar de a Ampla ser controlada pela Endesa (por meio da participação de várias empresas do grupo), a EDP participou do consórcio que adquiriu a CERJ (hoje Ampla) e detém nessa uma participação minoritária.

efetuiu pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio ao longo de todo o período¹³⁰, conforme demonstrado na tabela 3.25, e que não realizou investimentos em controladas ou coligadas.

Tabela 3.25 – A Relação da COELCE com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	7,7%	19,6%	31,7%	38,6%	23,6%	10,2%	13,1%	5,7%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	13,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Por fim, no que diz respeito às operações realizadas com partes relacionadas, é importante mencionar que a COELCE, como muitas outras empresas do setor, incorporou sua controladora (Distriluz) com o intuito de utilizar a amortização do ágio para reduzir a base de tributação do imposto de renda. Entretanto, conforme lembram as notas explicativas às DFPs de 2004:

“A Companhia vinha realizando anualmente, de 1999 a 2003, operações de desdobramento e resgate das ações para compensar os acionistas pela redução do lucro líquido provocada pela amortização do ágio registrado na privatização da Companhia e absorvido por ocasião da incorporação de sua então controladora Distriluz S.A. ocorrida em setembro de 1999 (...) Em 21/07/2003, a Companhia recebeu Termo de Notificação – TN emitido pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF da ANEEL, alegando que as operações de desdobramento e resgate de ações vêm sendo realizadas exclusivamente em interesse dos acionistas, descapitalizando a Companhia (...)

[Após algumas interações entre empresa e regulador, a ANEEL emitiu novo relatório, já no ano de 2004, em que ressalta que] a Reserva de Capital formada na incorporação não poderá mais ser utilizada para a realização desta operação. A ANEEL alega que a reserva de ágio formada naquela operação não teria por contrapartida ativos com substância econômica [uma vez que o ágio reflete expectativas de realização futura de resultado].”

Nota-se, assim, que apesar de a empresa não ter chegado a aferir resultados negativos no período, o que pode ser considerado uma exceção no setor, não só seu resultado foi reduzido em função da amortização do ágio, como a empresa entendeu que seria necessário reduzir seu patrimônio líquido, por meio da cifra “reserva de ágio”, como demonstrado na tabela 3.26, para compensar o acionista pela perda de resultado líquido, sobre o qual se calcula os dividendos a serem pagos.

¹³⁰ Vale mencionar, contudo, que os valores efetivamente desembolsados ficaram bem abaixo dos valores propostos.

Tabela 3.26 – Amortização do Ágio, Desdobramento e Resgate de Ações da COELCE (R\$ mil)

	Amortização do Ágio, Desdobramento e Resgate de Ações						Saldo em 31/12/04
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Ativo Imobilizado em serviço							
Ágio da Incorporação	775.960	0	0	0	0	0	775.960
(-) Amortização Acumulada	(20.996)	(29.674)	(37.264)	(37.852)	(42.235)	(43.896)	(211.917)
Saldo do Ativo Imobilizado	754.964	(29.674)	(37.264)	(37.852)	(42.235)	(43.896)	564.043
Reserva de Capital							
Ágio da Incorporação	775.960	0	0	0	0	0	775.960
(-) Desdobramento e resgate de ações	0	(21.018)	(29.383)	(37.194)	(37.812)	0	(125.407)
Saldo Reseva de Capital	775.960	(21.018)	(29.383)	(37.194)	(37.812)	0	650.553

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 2004

Elaboração própria.

A ANEEL vem, contudo, buscando desfazer a operação de desdobramento e resgate de ações. Esta é umas das determinações expressas no relatório de acompanhamento da fiscalização RF - COELCE / 2003 - SFF, uma vez que a agência entendeu que a “operação de desdobramento e resgate de ações foi realizada exclusivamente em interesse dos acionistas, descapitalizando a Concessionária, e portanto, descumprindo o item VIII do art. 31 da Lei nº 8.987, de 12/2/1995.” (ANEEL, 2003 E, p.1). Adicionalmente, a ANEEL recomendou que a COELCE constituísse uma provisão no valor de R\$ 443.861 mil, visando o ajuste de sua reserva especial de ágio.

III.6–O Grupo Neoenergia (Iberdrola)

O Grupo Neoenergia é formado pelas distribuidoras COELBA, CELPE e COSERN, as geradoras Itapebi (BA) e Termopernambuco (PE), e a comercializadora NC Energia. Sua origem é o Grupo Guaraniana. Na distribuição, juntas, COELBA, CELPE e COSERN “são responsáveis por 58% da energia distribuída no Nordeste e por 7% de toda a energia distribuída no Brasil, atendendo a mais de 7,0 milhões de clientes (população de 24 milhões de habitantes) atendidas nos três estados, totalizando um consumo superior a 20.258 GWh. A classe de consumo residencial representa 86% do total de consumidores do grupo, 34% da demanda em GWh e é responsável por 39,8% da receita bruta consolidada. (dados 2004)”¹³¹.

A Guaraniana foi constituída em 1996 pela Iberdrola (empresas privada originalmente do setor elétrico espanhol), pela Previ (Caixa da Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – maior fundo de pensão da América Latina) e pelo Banco do Brasil com o objetivo de ser a holding controladora em investimentos adquiridos e/ ou construídos no setor elétrico. Em 1997 a Guaraniana adquiriu o controle das distribuidoras COSERN e COELBA em seus

¹³¹ Vide www.neoenergia.com

respectivos leilões de privatização. Em 1999, iniciou a construção da Usina Hidrelétrica de Itapebi (ao sul do estado da Bahia) que entrou em operação em 2003. A próxima aquisição se deu no ano de 2000 – a Guaraniãna adquiriu a CELPE, completando o portfólio do grupo na atividade de distribuição. No mesmo ano foi constituída a comercializadora do grupo. No meio da crise energética, em 2001, a Guaraniãna apostou no papel da geração termelétrica na diversificação da matriz elétrica brasileira e deu início às obras de duas usinas termelétricas: a Termopernambuco (cuja operação se iniciou em 2004) e a Termoaçú, essa última no Rio Grande do Norte e em parceria com a Petrobrás.

A mudança da razão social do grupo em outubro de 2004, de Guaraniãna S.A. para Neoenergia S.A., decorreu de uma mudança de estratégia estabelecida pelos acionistas visando adequar o Grupo à nova realidade ensejada por esses, “principalmente no tocante ao equacionamento financeiro, rentabilização dos ativos e preparação das bases para o seu crescimento”¹³².

Em termos operacionais, as empresas de distribuição do grupo foram também afetadas pelo racionamento em 2001. Posteriormente, em 2002, com a implementação pelo governo federal do subsídio à Tarifa Social para o Consumidor de Baixa Renda estabelecendo novos critérios de enquadramento nessa classe de consumidores, houve uma significativa migração de consumidores nas distribuidoras do grupo, com conseqüente impacto no faturamento. Vale mencionar que em setembro de 2002, por meio da Lei 10.604, foi reconhecido o ativo regulatório do grupo referente a esse subsídio – o que, contudo, só tem efeito efetivo sobre o caixa das empresas no momento de revisões / reajustes tarifários.

No que tange especificamente ao equacionamento financeiro do grupo é importante mencionar que desde 2001 o grupo tem empregado mecanismos de proteção contra variações cambiais sobre todo o seu passivo denominado em moeda estrangeira.

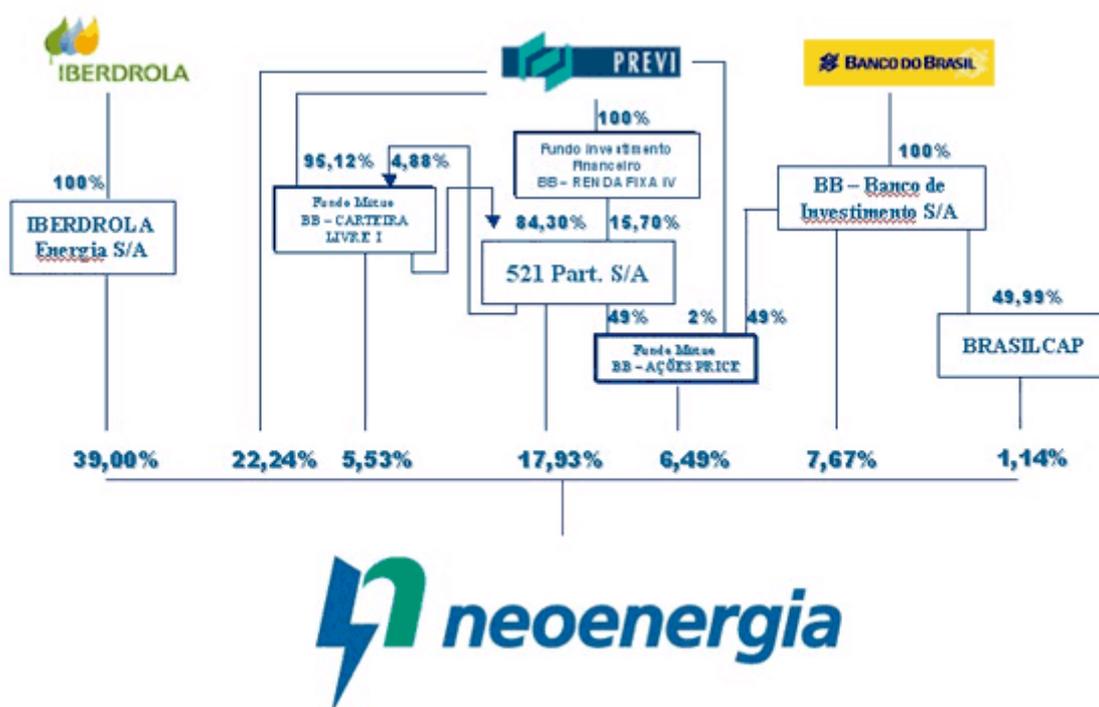
Outra medida adotada pelo grupo diz respeito ao fortalecimento de sua governança corporativa. Como lembra o Relatório da Administração de 2003, os “acionistas da GUARANIãNA (Previ, Iberdrola e Banco do Brasil) assinaram, em 29 de agosto de 2003, Memorando de Entendimentos (MDE), formalizando sua intenção de adequar os princípios de gestão e de governança da *holding* Guaraniãna às práticas exigidas para ingresso nos segmentos especiais de listagem da Bolsa de Valores de São Paulo - Bovespa. Esse processo envolve a reorganização do corpo diretivo, com contratação de novos profissionais no

¹³² Idem.

mercado e ajustes estatutários”¹³³. Nota-se que tal providência ocorreu no mesmo período em que foi criado o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras Energia do BNDES, que previa, entre um dos critérios de enquadramento, que as distribuidoras efetuassem a listagem das suas ações no Nível 2 ou no Novo Mercado da BOVESPA no prazo de até 42 (quarenta e dois) meses a partir do apoio do programa.

Por fim, é importante mencionar que o grupo elétrico espanhol Iberdrola controla a Neoenergia, conforme exposto no organograma a seguir:

Organograma 3.7 – Organograma do Grupo Neoenergia



Fonte: www.neoenergia.com

A Iberdrola é uma empresa com investimentos no Brasil, na Bolívia, na Guatemala e no México, ressaltando-se sua presença no Nordeste brasileiro por meio da Neoenergia. Hall (2004) reforça a importância das distribuidoras do grupo, argumentando que os investimentos na Termopernambuco não contaram com nenhum aporte de capital da Espanha, mas sim com investimentos diretos das distribuidoras, indicando assim para o papel assumido pelas distribuidoras do grupo no financiamento de atividades estranhas à concessão.

O Relatório da Cepal (2005), por sua vez, compara a Iberdrola à Endesa e constata que por essa apresentar uma menor capacidade operacional e financeira, sua estratégia na América

¹³³ Ibidem.

Latina centrou-se na diversificação de atividades (telecomunicações e saneamento – principalmente no Brasil e no Chile) e na aquisição de ativos secundários no setor elétrico. Em 2000, quando um plano de fusão com a Endesa foi frustrado, a Iberdrola redefiniu seu plano estratégico em torno dos seguintes focos: 1) a geração de eletricidade na Espanha com base em centrais de ciclo combinado, ramo em que a empresa é líder; e 2) a concentração de sua atividade internacional no México e, em menor escala, no Brasil.

Considerando, assim, o que foi apresentado nesta seção, analisaremos a seguir como foi conduzido o endividamento das distribuidoras do grupo Neoenergia.

III.6.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo Neoenergia no Brasil¹³⁴

O Grupo Neoenergia, conforme já exposto, participou da aquisição de três distribuidoras estaduais privatizadas: a COELBA e a COSERN, em 1997, e a CELPE, em 2000¹³⁵. Foi a COELBA, contudo, a empresa do grupo a se tornar a controladora direta da COSERN ao adquirir em seu leilão de privatização 50,3% do capital votante dessa, equivalente a 48,9% de seu capital total. Tal aquisição afetou, de forma evidente, a estrutura de endividamento da COELBA, como se verá a seguir.

Já em 1997, a COELBA captou por meio de uma controlada *offshore*, a Garter Properties Inc., US\$ 300 milhões com a emissão de *intercompany notes* com vencimento para 2005, para adquirir o controle acionário da COSERN no mesmo ano. A Garter, por sua vez, captou esses recursos, com vencimento em 1999, junto ao banco Chase Manhattan, operação da qual a COELBA se tornou garantidora. Para realizar essa aquisição, a COELBA também captou um empréstimo de curto prazo em moeda nacional junto ao Banco do Brasil.

De qualquer modo, a operação das *intercompany notes* foi mais significativa, representando 60% de todos os empréstimos e financiamentos que a empresa tinha em 1997, conforme demonstrado pela tabela 3.27. Nota-se, assim, que a parcela que dominou o endividamento da COELBA foram as operações com partes relacionadas e que o principal componente dessa foi esse mútuo contratado para a aquisição de COSERN. Essa operação influenciou, destarte, bastante o perfil da dívida da empresa (tabela 3.27), que, até 2004 - ano em que a empresa fez uma significativa emissão de debêntures, esteve concentrada em moeda estrangeira. O vencimento desse mútuo previsto para ocorrer em 2005, fez com que quase

¹³⁴ Maiores detalhes sobre as operações de empréstimos e financiamentos do grupo podem ser encontradas no anexo F.

¹³⁵ Neste sentido, vale lembrar que a análise dos dados da CELPE contempla um período em que essa ainda era uma empresa estatal.

50% da dívida da empresa no ano de 2004 passasse a apresentar um vencimento de curto prazo, o que pode sinalizar dificuldades futuras para a empresa, caso não consiga rolar o vencimento desse mútuo¹³⁶.

Tabela 3.27 – Características da evolução do endividamento da COELBA

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	564.222	603.308	964.135	1.163.608	1.189.547	1.976.158	1.532.206	1.986.492
Perfil								
CP/Total	9,7%	6,3%	12,7%	11,7%	14,4%	15,2%	13,5%	49,5%
ME/Total	85,3%	83,7%	73,0%	65,8%	75,9%	67,1%	68,2%	43,8%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	59,6%	64,1%	55,7%	50,4%	58,5%	53,6%	56,6%	40,1%
Instituições financeiras / Total	29,6%	23,3%	23,8%	17,0%	19,0%	13,8%	12,6%	12,0%
Debêntures / Total	5,3%	0,0%	0,0%	10,3%	10,1%	3,0%	0,0%	26,7%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	12,5%	12,2%	9,9%	18,0%	20,4%	12,9%
Outros/ Total	10,8%	12,6%	8,0%	10,0%	12,6%	11,5%	10,4%	8,4%
Custo								
Encargos/ Principal	1,7%	0,5%	0,7%	1,3%	3,0%	3,7%	-1,1%	6,9%
Encargos ME/ Encargos Totais	36,5%	79,1%	79,4%	31,8%	65,1%	87,6%	129,1%	89,6%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	34,7%	15,7%	8,1%	1,4%	-2,1%	18,4%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	22,06%	26,10%	32,57%	36,73%	33,55%	26,37%	30,77%	31,55%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	3,45	2,67	3,09	2,70	2,34	5,19	2,80	3,05
EBITDA / Encargos Totais	17,47	74,03	48,29	27,59	14,21	5,20	-33,63	4,76

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível. Encargos totais em 1997 e 1998 não incluem encargos das operações com partes relacionadas.

O saldo das operações de *swap* foi incluído nos encargos a partir de 2001. Em 2002, como essas apresentavam um saldo positivo para a COELBA, alguns indicadores devem ser analisados com maior atenção por apresentarem sinal negativo.

Em relação aos demais componentes dos empréstimos e financiamentos captados pela COELBA, vale mencionar que na cifra “instituições financeiras” estiveram presentes ao longo de todo o período analisado dois empréstimos captados juntos ao BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento) e ao KfW (banco de fomento alemão, equivalente ao BNDES) na década de 80. A emissão de títulos se concentrou, por sua vez, na emissão de debêntures em 2000 e em 2004 (em 1997 a empresa ainda apresentava um saldo devedor relacionado a debêntures emitidas em 1996, antes da privatização).

No que tange à adequação da evolução do endividamento com a capacidade da empresa de gerar um caixa operacional, é importante frisar que a empresa ainda não apresentou dificuldades em honrar esses compromissos, tanto é que se afirma nas notas explicativas que os *covenants* relacionados aos empréstimos e financiamentos vêm sendo atendidos.

¹³⁶ Sabe-se, contudo, que essa rolagem depende da capacidade de a Garter alongar também o vencimento de sua dívida. Em 2004, essa conseguiu liquidar sua dívida original por meio da captação de novos recursos; 54% desses com vencimento em 2005 e o restante em 2008.

A COSERN, por sua vez, apresenta uma composição de dívida muito diferenciada à da COELBA, conforme demonstrado na tabela 3.28. Primeiramente, é importante notar que, com exceção de um mútuo captado justamente junto à COELBA em 1998, a empresa não recorreu a empréstimos e financiamentos de partes relacionadas. Em segundo lugar, verifica-se que a empresa só apresentou empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira em na sua maioria, de curto prazo, entre 2001 e 2003, todas atreladas a operações de *swap*¹³⁷ e obtidas junto a instituições financeiras – vale lembrar que justamente nesses anos a empresa apresentou investimentos na usina termelétrica Termoçu, como se verá mais adiante.

No mais, o BNDES também pode ser considerado uma fonte representativa de recursos para a COSERN: já em 1997 a empresa apresentava uma operação com o banco, em 2000 a empresa captou recursos de FINEM e em 2002 iniciaram os ingressos dos recursos resultantes do racionamento. Por fim, vale notar que a empresa efetuou emissão de notas promissórias em 1999 (utilizando parte de seus recursos para pagar amortizações do mútuo contraído junto à COELBA no ano anterior) e de debêntures em 2000 e 2004.

Tabela 3.28 – Características da evolução do endividamento da COSERN

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	89.155	129.350	156.834	213.375	349.245	555.648	406.670	431.612
Perfil								
CP/Total	15,3%	45,1%	53,9%	22,3%	38,9%	40,0%	55,8%	15,7%
ME/Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	45,7%	40,6%	42,3%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	29,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Instituições financeiras / Total	7,0%	6,0%	5,4%	5,5%	48,5%	54,4%	46,3%	27,3%
Debêntures e Outros Títulos / Total	0,0%	0,0%	36,3%	35,1%	16,1%	3,4%	0,0%	27,8%
BNDES / Total	27,6%	18,8%	17,6%	35,9%	26,1%	37,3%	51,5%	42,3%
Outros/ Total	65,3%	46,0%	40,7%	23,4%	9,2%	4,9%	2,3%	2,6%
Custo								
Encargos/ Principal	1,2%	0,2%	0,2%	4,7%	8,7%	-3,9%	11,0%	1,7%
Encargos ME/ Encargos Totais	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	90,7%	112,4%	79,2%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	-15,14%	26,74%	29,17%	39,10%	36,01%	22,38%	27,19%	37,79%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	-2,99	2,10	2,04	1,51	2,04	5,65	3,20	2,10
EBITDA / Encargos Totais	-28,72	285,58	299,64	14,02	5,64	-4,59	2,85	28,31

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível. Encargos totais em 1998 não incluem encargos das operações com partes relacionadas.

O saldo das operações de *swap* foi incluído nos encargos a partir de 2001. Em 2002, como essas apresentavam um saldo positivo para a COSERN, alguns indicadores devem ser analisados com maior atenção por apresentarem sinal negativo.

A COSERN apresentou EBITDA negativo em 1997.

A COSERN apresentou no período analisado margens EBITDA significativas e até superiores às da sua controladora, excetuando-se o ano de 1997. Verificou-se uma margem crescente, o que indica que a empresa de fato estava tendo sucesso em aumentar seu faturamento e/ ou reduzir seus custos operacionais, atingindo-se o ápice em 2001. O impacto

¹³⁷ Vide observação na tabela 3.28.

do racionamento foi sentido no ano seguinte e a margem aparentemente voltou a se recompor, embora, até 2004, não se tenha atingido ainda o nível de 2000. Destarte, a empresa esteve sempre em condições de honrar os empréstimos e financiamentos obtidos, podendo ser considerado o ano de 2002 o menos favorável (com exceção de 1997), visto que, nesse ano, a empresa apresentou o maior saldo em termos de empréstimos e financiamentos ao longo do período, que, se tivesse que ser honrado nesse ano, exigiria uma geração de caixa operacional quatro vezes superior à obtida. Por outro lado, as operações de *swap*, incluídas nos encargos, apresentaram saldos que favoreceram a COSERN, de modo que a empresa teria recursos para pagar o total de encargos nesse ano e ainda apresentaria uma “sobra”. Embora seja possível supor, conforme já mencionado, que o aumento do endividamento tenha relação com a aquisição do investimento na Termoaçú, a empresa argumenta em suas notas explicativas às DFPs do ano de 2002:

“O aumento do endividamento está diretamente relacionado à situação geral do setor de distribuição de energia elétrica no país, que ainda está sofrendo os efeitos do período de racionamento, especialmente na região Nordeste onde o consumo residencial tem maior peso no mix de vendas das distribuidoras e onde o consumo registrado em 2002 situa-se nos mesmos níveis de 1999.”

A CELPE, última distribuidora adquirida pelo grupo, em 2000, por sua vez, apresentou, assim como COSERN, um aumento significativo nos empréstimos e financiamentos captados no ano de 2001, ano em que decidiu investir na construção da termelétrica Termopernambuco, conforme pode ser verificado na tabela 3.29.

Tabela 3.29 – Características da evolução do endividamento da CELPE

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	62.447	196.238	234.234	164.493	465.631	934.077	774.663	859.320
Perfil								
CP/Total	24,8%	61,4%	44,1%	46,6%	79,1%	26,3%	73,8%	13,4%
ME/Total	8,3%	24,7%	23,5%	9,5%	81,0%	61,6%	51,5%	18,8%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Instituições financeiras / Total	31,7%	37,7%	33,4%	18,7%	77,2%	74,1%	74,4%	72,4%
Debêntures / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13,9%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	16,2%	18,3%	18,9%
Outros/ Total	68,3%	62,3%	66,6%	81,3%	15,7%	9,6%	7,3%	8,6%
Custo								
Encargos/ Principal	2,3%	1,0%	3,7%	2,6%	15,8%	-12,3%	4,9%	7,5%
Encargos ME/ Encargos Totais	3,9%	3,4%	70,5%	37,1%	98,0%	102,7%	66,3%	82,9%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	12,10%	15,77%	20,97%	20,61%	25,62%	16,70%	21,09%	18,98%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	0,94	2,08	1,65	0,97	1,81	5,83	3,10	3,24
EBITDA / Encargos Totais	45,70	48,80	16,30	39,72	3,49	-1,40	6,64	4,14

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: O saldo das operações de *swap* foi incluído nos encargos a partir de 2001. Em 2002, como essas apresentavam um saldo positivo para a CELPE, alguns indicadores devem ser analisados com maior atenção por apresentarem sinal negativo.

Até sua privatização em 2000, os maiores credores de empréstimos e financiamentos eram a Eletrobrás e a CHESF (incluídos na categoria “outros”). A empresa também

apresentava empréstimos e financiamentos obtidos junto aos bancos KfW e Banco do Brasil com vencimentos previstos para ocorrer entre 2024 e 2026, que compunham o total da dívida em moeda estrangeira contratada pela empresa até 2001. O ano de 2001 pode ser, assim, visto como um ponto de inflexão em termos de perfil dos empréstimos e financiamentos captados, visto que nesse ano foram feitas inúmeras captações de recursos junto a instituições financeiras, sendo a maioria em moeda estrangeira e de curto prazo, o que pode se dever tanto à necessidade de a empresa recuperar sua margem perdida com o racionamento (muito embora esse efeito só tenha se feito sentir no ano seguinte) quanto aos investimentos na Termopernambuco.

Uma melhora no perfil da dívida da CELPE pode ser verificada em 2004¹³⁸, ano em que a empresa emitiu debêntures, liquidou empréstimos em moeda estrangeira e alongou o vencimento de suas dívidas. Por outro lado, é importante mencionar que as debêntures prevêm atualização pela variação cambial, o que, na prática significa que a empresa continua exposta ao risco cambial. Para essa operação também não foi mencionada a contratação de mecanismos de proteção (*swaps*), que, por outro lado, foram contratados para os empréstimos em moeda estrangeira captados a partir de 2001. No que tange a essas operações de *swap*, especificamente, é importante mencionar que seu saldo favoreceu à CELPE no ano de 2002, os seja, caso fossem liquidadas naquele ano, a empresa teria recursos a receber.

Quanto ao BNDES como fonte de recursos, a CELPE só recebeu recursos desse no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico em 2002.

Considerando, por fim, a compatibilidade do endividamento apresentado com a capacidade de a CELPE honrá-lo, percebe-se que o ano mais crítico foi o de 2002, quando a empresa sentiu a redução de margem resultante do racionamento após ter elevado significativamente seu endividamento no ano anterior.

III.6.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas

Em termos de empréstimos e financiamentos entre as partes relacionadas, além da operação de mútuo entre COELBA e Garter já mencionada, a COELBA forneceu recursos à

¹³⁸ No ano anterior, a empresa não conseguiu atingir adequadamente um dos *covenants* de um de seus empréstimos: o índice de endividamento de curto prazo em relação ao endividamento total. Nas notas explicativas às DFPs desse ano, a empresa afirmou estar convencida da manifestação favorável por parte dos credores quanto ao descumprimento desse índice, em função de o “motivo ser estritamente conjuntural”.

COSERN por meio de contrato de mútuo em 1998 e captou recursos junto a sua controladora, então, Guaraniãna, também por meio de contrato de mútuo¹³⁹.

Tabela 3.30 – A Relação da COELBA com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	12,2%	21,9%	0,0%	10,7%	10,4%	3,5%	10,3%	17,3%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	5,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	75,7%	4,0%	15,9%	11,6%	-10,7%	-0,2%	0,0%	-7,5%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	4,1%	1,5%	3,9%	2,2%	2,2%	0,3%	6,5%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004
Elaboração própria.

Até o ano de 2002, a COELBA realizou investimentos em partes relacionadas, contudo já é possível verificar desinvestimentos desde o ano de 2000. Em 1997, a COELBA realizou a aquisição da COSERN, controlada na qual ainda realizou alguns aportes de capital nos dois anos seguintes. Outras beneficiárias de investimentos foram as controladas Garter, a hidrelétrica de Itapebi¹⁴⁰ (com R\$ 25,2 milhões em 1999 – a participação da COELBA na Itapebi foi, contudo, alienada em favor da controladora, Neoenergia, em 2004, o que causou o investimento líquido negativo em 2004¹⁴¹) e uma empresa chamada Tracol Serviços Elétricos S.A. (que também foi alienada em favor da Neoenergia em 2002). Vale notar, contudo, que entre 1998 e 2004, esses investimentos geraram retorno à empresa em termos de recebimento de dividendos e juros sobre o capital próprio. Em termos de efeito líquido, contudo, é possível que os investimentos, por serem mais concentrados ao longo do tempo, tenham mesmo assim onerado o passivo da empresa.

A COSERN, por sua vez, realizou um único investimento. Em 2001 ela se tornou acionista controladora da Termoaçú, um projeto do então grupo Guaraniãna com a Petrobrás de uma usina termelétrica no estado do Rio Grande do Norte, com participação de 70% no projeto. Em 2003, esse investimento foi contudo, vendido para a Guaraniãna, o que foi motivado pelo fato de ANEEL não tê-lo aprovado. Conforme mencionado, é possível supor

¹³⁹ Sobre ambas as operações há pouca informação disponível. Verifica-se, contudo, que forma liquidadas até 1999. O mútuo captado junto à Guaraniãna está computado na cifra “partes relacionadas” do ano de 1998. Por outro lado, a COELBA indica em suas notas explicativas a partir do ano de 2001, no item “Transações com Partes Relacionadas”, um contrato de mútuo junto à Fundação COELBA que foi liquidado em 2004. Aparentemente trata-se de um parcelamento de débitos, sobre o qual pouca informação é fornecida, principalmente no que tange a seu início. Uma vez que as operações com fundações de seguridade social relacionadas às empresas, quando apresentadas no item “empréstimos e financiamentos” das notas explicativas, são incluídas na cifra “outros” dos empréstimos e financiamentos principalmente porque se trata de uma dívida do período anterior à privatização e sobre a qual a empresa tem pouca gerência, essa operação foi desconsiderada na análise.

¹⁴⁰ A Itapebi Geração de Energia S.A. foi constituída em janeiro de 1999 pelo consórcio COELBA-Guaraniãna.

¹⁴¹ Vale mencionar que o contrato de compra e venda entre COELBA e Neoenergia tem validade até 2007.

que esse investimento foi responsável pelo piora do perfil da dívida de empresa nesse período, o que ainda foi agravado pelos impactos do racionamento.

Tabela 3.31 – A Relação da COSERN com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	37,1%	18,5%	31,5%	11,0%	1,3%	13,5%	44,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	25,7%	15,1%	17,6%	-44,8%	0,0%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004

Elaboração própria.

A CELPE, assim como a COELBA e a COSERN, também investiu em ativos de geração. Em 2001, conforme exposto na tabela 3.32, a CELPE decidiu investir com a controladora Guaraniana na construção da termelétrica Termopernambuco, tornando-se a CELPE controladora do empreendimento com cerca de 72,5% das ações desse. Esse investimento, como mencionado, aparentemente influenciou o aumento dos empréstimos e financiamentos captados pela CELPE nesse ano. Em 2003, contudo, atendendo também à determinação da ANEEL no sentido de desverticalizar as operações no grupo e separar distribuição e geração, a CELPE transferiu o controle da Termopernambuco para a Guaraniana. As notas explicativas às DFP's da CELPE de 2004 informam, ainda, a liquidação de um contrato de mútuo concedido da CELPE para a Termopernambuco, que antes era classificado como “cessão de créditos”, operação supostamente iniciada em 2001. Em 2004 essa liquidação significou num retorno à empresa de R\$ 48 milhões.

Tabela 3.32 – A Relação da CELPE com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	-11,5%	28,4%	27,3%	35,9%	27,7%	1,3%	12,0%	2,2%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	39,8%	1,8%	-43,1%	0,0%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Em termos agregados verifica-se, pois, que o investimento da COELBA na Itapebi, principalmente pelo montante envolvido ter sido menos significativo em comparação aos investimentos feitos pela COSERN e pela CELPE em suas geradoras, não teve um impacto significativo no nível de endividamento da COELBA. No caso da COSERN e da CELPE, é importante destacar que embora os “desinvestimentos” tenham ocorrido conforme determinado pela ANEEL, a Guaraniana não efetuou pagamento integral por essas aquisições, se tornando, assim, devedora tanto da COSERN quanto da CELPE, daí essas transações ainda não terem surtido impacto favorável sobre o nível do endividamento das empresas.

No que tange aos aportes de capital dos acionistas em suas controladas, esses só realizaram um aporte de capital na COELBA por meio de uma integralização de capital em 1999, resultante da conversão das debêntures emitidas antes da privatização em capital. Não se sabe, contudo, se essas debêntures estavam já em poder dos controladores ou se os credores optaram por exercer o direito da conversão e se transformaram em acionistas minoritários.

No caso da COSERN, os acionistas não chegaram a aportar capital novo para a empresa. Em 1998, entretanto, foi aprovada uma redução de capital para compensar os prejuízos do ano de 1997 e foi feita também uma reversão de dividendos. No mais, em 2002, considerando o vencimento no ano seguinte de diversos empréstimos e financiamentos de curto prazo, parte da reserva de lucros foi retida para a liquidação dessas dívidas.

Já na CELPE, no início do período analisado, em 1998 (quando essa era ainda estatal), foi feita uma integralização de capital. No ano anterior, houve uma reversão de dividendos que também foi utilizada para aumentar o capital da empresa. Em 2002, agora já parte do grupo Guaraniana/ Neoenergia, a controladora concedeu um crédito de R\$ 120,2 milhões para a CELPE com o intuito de neutralizar os impactos patrimoniais e financeiros que a desverticalização das atividades determinada pela ANEEL pudesse ter sobre a empresa.

Outro aspecto relevante diz respeito ao pagamento de juros sobre capital próprio e dividendos. Verifica-se que, excetuando-se o ano de 1999, em que a COELBA aferiu prejuízo, nos demais anos a empresa efetuou pagamentos de dividendos e/ ou juros sobre capital próprio. Em 2004, essa remuneração chegou a equivaler a 17% do total devido em termos de empréstimos e financiamentos. Trata-se do ano em que a empresa apresentou seu maior nível de endividamento e com pior perfil em termos de vencimento, conforme já mencionado. O pagamento da remuneração dos acionistas nesse ano indica, assim, uma questão de prioridades na gerência dos recursos disponíveis da empresa. A CELPE e a COSERN também fizeram pagamentos de juros e dividendos ao longo de todo o período, com exceção do ano de 1997 para a COSERN, ano em que essa aferiu prejuízo. No caso da CELPE, vale mencionar que, enquanto essa era estatal, os dividendos atribuídos ao governo do estado de Pernambuco eram reinvestidos automaticamente na empresa¹⁴².

O fato de a CELPE ainda ser estatal durante parte do período analisado nos possibilita verificar um tipo de operação com o controlador, o estado de Pernambuco, que devia ser também bastante recorrente nas outras empresas enquanto essas ainda eram estatais. Nas notas

¹⁴² Conforme estabelecido pelo Artigo 125, Inciso II, Parágrafo 2º da Constituição do Estado de Pernambuco.

explicativas às DFP's de 1997 consta que as ações da CELPE foram utilizadas para garantir um empréstimo captado pelo governo do estado junto a uma instituição financeira no exterior:

“O Governo do Estado de Pernambuco contratou, em 18 de outubro de 1994, empréstimo externo junto ao Brazilian American Merchant Bank, no valor de US\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de dólares dos Estados Unidos da América do Norte), a ser pago em 06 (seis) parcelas semestrais, iguais e sucessivas, com vencimentos previstos para o período compreendido entre abril de 1995 e outubro de 1997, tendo sido dado como garantia, 8.000.000.000 (oito bilhões) de ações ordinárias nominativas, de que é titular do capital social da Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, participando esta Companhia como interveniente-garante da operação.

O Governo do Estado de Pernambuco e esta Companhia, celebraram contrato de Contraprestação de Garantia, o qual autoriza compensação, pela CELPE, em caso de inadimplência, com débitos tributários referentes ao ICMS e IPVA. No exercício de 1996, o Governo do Estado quitou as parcelas contratuais.

Em 23 de dezembro de 1997, o Governo do Estado de Pernambuco firmou com a União um Contrato de Confissão, Assunção, Consolidação e Refinanciamento de Dívidas, no qual incluiu o saldo remanescente (2 parcelas) do referido empréstimo. Tal procedimento liberará, a curto prazo, a garantia fornecida.”

Finalmente, resta-no destacar que tanto COELBA quanto COSERN procederam com a incorporação de suas controladoras para que pudessem se beneficiar dos aspectos fiscais relacionados à amortização do ágio. Para isso, em 2000 foram criadas duas sociedades de propósito específico, a Nordeste Participações S/A e a IBIDEM S/A, com o propósito de se tornarem proprietárias das ações da COELBA e da COSERN¹⁴³ e, enquanto suas controladoras, apresentarem os ágios pagos nas privatizações. Essas foram então incorporadas pelas distribuidoras, que puderam aproveitar o benefício fiscal resultante da amortização do ágio.

No caso da CELPE, logo após a privatização, ainda no ano de 2000, a ANEEL autorizou a transferência do controle acionário da distribuidora, detido então pela Guaraniã, para a Leicester Com. S.A.. Essa não foi, contudo, incorporada pela CELPE que só incorporou dessa o ágio pago no leilão de privatização. Até o final de 2004, todas essas operações e as amortizações resultantes dessas estiveram aparentemente¹⁴⁴ em conformidade com as determinações da ANEEL no que tange à sua preocupação de preservação do patrimônio dos acionistas.

III.7–O Grupo CPFL

Conforme apresentado em seu site¹⁴⁵, a CPFL Energia é “a *holding* que controla as empresas de energia dos grupos VBC Energia S.A. (Bradespar, Grupo Camargo Corrêa e

¹⁴³ O que ocorreu via subscrição e aumento de capital dessas por pelos controladores da COELBA e da COSERN, sendo integralizado por meio da transferência das ações de emissão da COELBA e da COSERN.

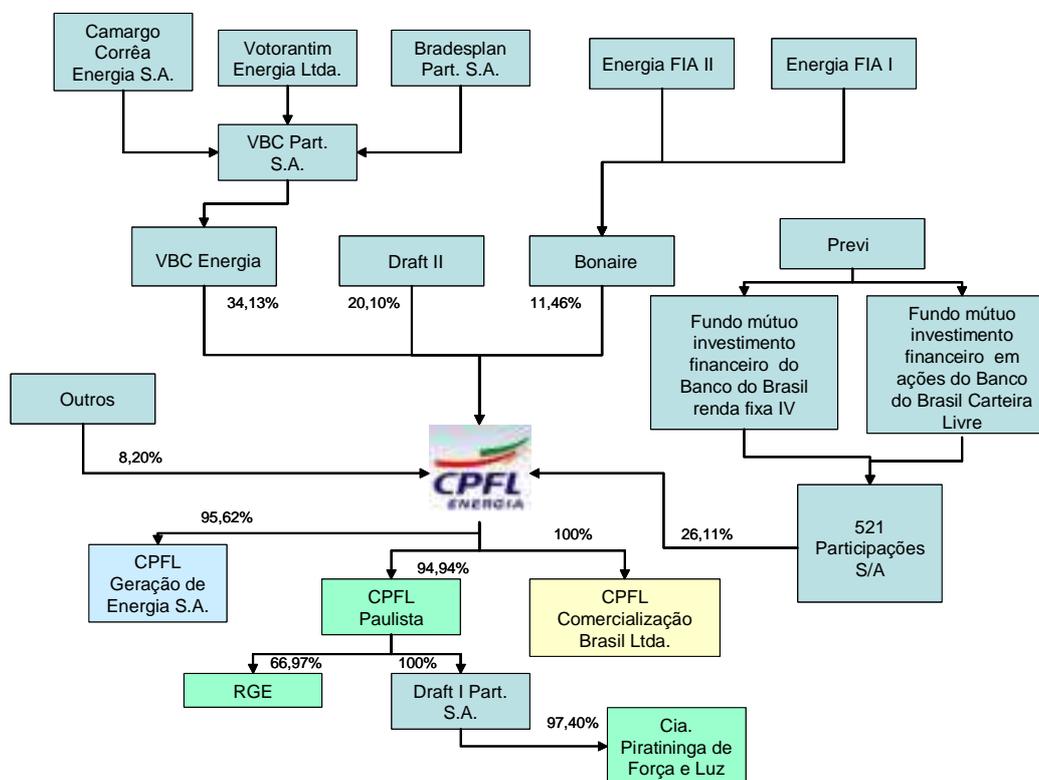
¹⁴⁴ Não há informações nas notas explicativas às DFP's dessas empresas que a ANEEL tenha se oposto a essas transações ou solicitado sua reversão.

¹⁴⁵ <http://www.cpf.com.br>

Grupo Votorantim), da 521 Participações S.A. (Previ) e da Bonaire Participações S.A. (Funcesp, Sistel, Petros e Sabesprev)”.

Deste modo, essa pode ser apresentada da seguinte maneira:

Organograma 3.8 – Estrutura de Controle da CPFL Energia



Fonte: www.riograndeenergia.com.br, www.valoronline.com.br, elaboração própria.

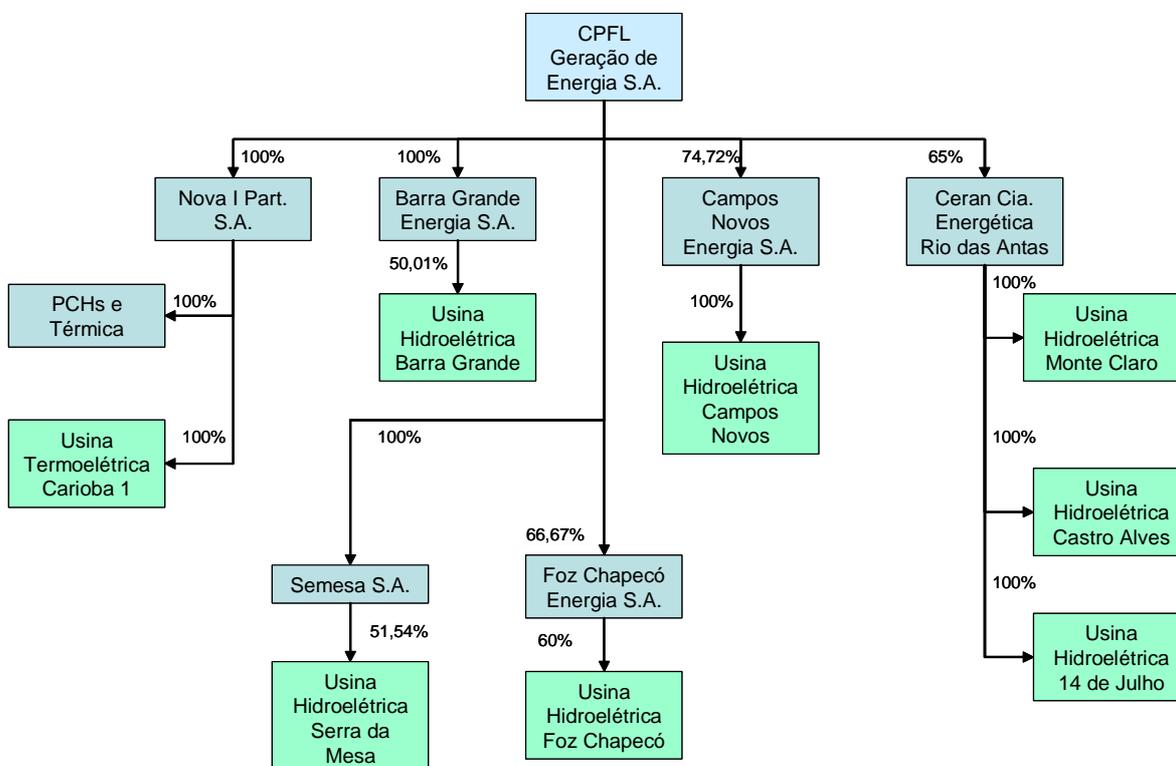
No organograma 3.8 é possível visualizar que o Grupo CPFL está presente na atividade de distribuição por meio de três distribuidoras: a CPFL Paulista, a RGE e a Companhia Piratininga de Força e Luz. O controle acionário da primeira foi adquirido por meio de leilão de privatização ocorrido em 5 de novembro de 1997. A segunda também foi adquirida em leilão de privatização, ocorrido em 31 de outubro de 1997¹⁴⁶. Já a CPFL Piratininga, de acordo com o exposto anteriormente, resulta da cisão da Bandeirante¹⁴⁷. O grupo atua, também, na atividade de comercialização por meio da CPFL Comercialização

¹⁴⁶ A atual estrutura de controle acionário da RGE permanece praticamente inalterada desde sua privatização, na medida em que o Consórcio VBC e a Previ, por meio da CPFL, continuam detendo aproximadamente 67% do controle total, e que a PSEG, por meio da Ipê Energia S/A permanece detentora de aproximadamente 32% do controle do total da RGE. Essa última pertencia à Public Service Enterprise Group (PSEG), uma empresa multi-utility de serviços públicos dos Estados Unidos, e hoje faz parte da divisão PSEG Global.

¹⁴⁷ A Bandeirante, como vimos, derivou da cisão da Eletropaulo em quatro empresas quando essa foi reestruturada pelo Programa Estadual de Desestatização em 1998. A Bandeirante foi adquirida pela CPFL (44%) e pela EDP, Eletricidade de Portugal (56%), no leilão de privatização ocorrido em 17/09/1998. Em 2001, foi, então, aprovada pela ANEEL a cisão da Bandeirante transformando-a em duas empresas distintas e independentes: a Bandeirante Energia S.A., que passou a ser controlada pela EDP e Companhia Piratininga de Força e Luz, que passou a ser controlada pelo grupo CPFL.

Brasil Ltda. e na atividade de geração, por meio da CPFL Geração de Energia S.A. Essa, por sua vez, controla, indiretamente, sete usinas hidrelétricas e uma usina termelétrica, conforme apresentado no próximo organograma.

Organograma 3.9 – CPFL Geração de Energia S.A.



Fonte: www.valoronline.com.br, elaboração própria.

Como se percebe, a CPFL concentra todas suas atividades no setor elétrico ao contrário de outros grupos também presentes no setor elétrico brasileiro, não podendo, assim, ser considerada uma *multi-utility*. Isso posto, a próxima seção se dedicará a analisar a evolução do endividamento das distribuidoras do grupo e o relacionamento estabelecidos entre essas e com outras empresas do grupo e acionistas.

III.7.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo CPFL¹⁴⁸

Iniciemos, assim, nossa análise pela tabela 3.33, a seguir, que apresenta a evolução do perfil de endividamento da CPFL Paulista no período de 1997 a 2004. O que chama a atenção é a participação da categoria “outros” no total devido até o ano de 2001. Nessa esteve

¹⁴⁸ Maiores detalhes sobre as operações de empréstimos e financiamentos do grupo podem ser encontradas no anexo G.

incluída, até esse ano, um empréstimo vinculado à Fundação CESP¹⁴⁹, correspondente ao financiamento do déficit previdenciário do plano de aposentadoria e pensão equacionado em 1997 para a privatização.

Tabela 3.33 – Características da evolução do endividamento da CPFL Paulista

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	538.131	907.387	1.094.026	1.104.940	2.720.106	3.526.919	2.856.934	2.671.638
Perfil								
CP/Total	3,7%	18,8%	14,8%	12,2%	13,0%	26,1%	19,2%	23,2%
ME/Total	12,2%	40,3%	44,6%	41,3%	40,6%	40,3%	33,4%	20,8%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	6,7%	0,0%	0,0%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Instituições financeiras / Total	18,9%	18,1%	14,2%	14,7%	11,8%	19,4%	7,9%	6,6%
Debêntures e outros títulos / Total	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%	54,0%	55,4%	61,5%	64,2%
BNDES / Total	0,0%	26,1%	34,1%	30,5%	11,1%	24,6%	30,1%	28,3%
Outros/ Total	81,1%	49,2%	47,6%	54,8%	21,5%	0,7%	0,5%	0,9%
Custo								
Encargos/ Principal	0,5%	1,6%	2,9%	1,1%	3,6%	3,1%	4,4%	5,3%
Encargos ME/ Encargos Totais	90,3%	88,9%	71,9%	97,8%	34,3%	14,8%	16,2%	29,1%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	9,5%	0,0%	0,0%	0,0%	2,8%	10,0%	0,2%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	17,08%	27,40%	29,15%	26,21%	27,64%	35,65%	32,25%	20,93%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	2,14	1,97	1,88	1,75	3,22	3,35	2,65	3,47
EBITDA / Encargos Totais	101,36	32,65	18,09	50,99	8,57	9,74	8,58	5,43

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004
Elaboração própria.

Outro financiamento que teve origem antes da privatização, mas que esteve presente ao longo de todo o período analisado, tendo sido incluído na categoria “instituições financeiras”¹⁵⁰, diz respeito às negociações realizadas no âmbito do Plano Brady intermediadas pelo Banco do Brasil. Essa dívida denominada em moeda estrangeira apresenta vencimentos entre 12 e 30 anos a partir de sua captação¹⁵¹.

Com exceção do empréstimo com a Fundação CESP ou da dívida firmada por intermediação do Banco do Brasil, firmados antes da privatização, característico do endividamento da CPFL Paulista foi que esse se configurou buscando obedecer a uma lógica de gestão de recursos em termos de grupo econômico. Ou seja, A CPFL Paulista acabou aumentando o seu endividamento oneroso para participar do capital de outras distribuidoras, adotando o comportamento de “distribuidora plataforma” indicado por Tolmasquim *et alli* (2003).

¹⁴⁹ Essa dívida, até o ano de 2001, também constava nas “transações entre partes relacionadas” das notas explicativas às DFPs porque até esse ano a Fundação CESP detinha participação minoritária na CPFL, mas não foi incluída nessa categoria por esse trabalho, uma vez que essa dívida resultou de um acerto relacionado ao processo de privatização e não de uma gestão de recursos entre empresas do mesmo grupo. Por outro lado, segundo as notas explicativas, esse financiamento seria amortizável em 240 parcelas mensais (20 anos), apesar de só constar no item “Empréstimos e Financiamentos” das notas explicativas às DFPs até o ano de 2001.

¹⁵⁰ Em outras empresas analisadas nesse estudo, esse tipo de dívida foi incluído na categoria “outros”, entretanto, as notas explicativas às DFPs da CPFL Paulista não possibilitaram a separação entre os saldos referentes a essa dívida e os referentes a outras dívidas captadas junto a instituições financeiras, de modo que essa foi mantida na categoria “instituições financeiras” conforme apresentado pela empresa.

¹⁵¹ Não consta nas notas explicativas às DFPs, contudo, a data em que se essa dívida foi firmada, verifica-se, contudo, que até o ano de 2004 nenhum dos *bonds* emitidos no âmbito das negociações do Plano Brady intermediadas pelo banco do Brasil havia sido integralmente liquidado.

Em 1998, por exemplo, a empresa passou a apresentar um saldo devedor com o BNDES resultante da captação de recursos remunerados pela UMBNDES + 5% para a aquisição da Bandeirante. Mesmo após a cisão da Bandeirante e a consequente criação da CPFL Piratininga, a CPFL Paulista continuou honrando esse compromisso que foi liquidado em 2003¹⁵². E, em 2001, a empresa emitiu *floating rate notes* num montante de US\$ 300 milhões (com vencimento em cinco anos) e debêntures totalizando R\$ 741 milhões (com vencimento entre 2005 e 2008) para a aquisição do controle acionário da RGE.

É interessante notar que a RGE, após sua privatização, foi inicialmente controlada diretamente por duas empresas que também faziam parte do grupo de controle da CPFL Paulista: a Serra da Mesa Energia S.A. (posterior VBC Energia) e a 521 Participações. Em 2001, contudo, o controle direto da RGE foi transferido dessas duas empresas para a CPFL Paulista, que emitiu as *floating rate notes* e as debêntures para esse fim. Deste modo, principalmente no caso desta segunda aquisição, é possível perceber que parte significativa do endividamento da CPFL Paulista resultou de uma estratégia de alocação de recursos e dívidas entre empresas do mesmo grupo, uma vez que tanto Serra da Mesa Energia quanto 521 Participações mantiveram o controle da RGE, embora, a partir de então, indiretamente.

Em termos de perfil de dívida, os empréstimos e financiamentos captados pela CPFL Paulista estiveram primordialmente denominados em moeda nacional, muito embora a captação de recursos do BNDES para a aquisição da Bandeirante, a emissão das *floating rate notes* para a aquisição do controle da RGE e a dívida negociada pelo Banco do Brasil no âmbito do Plano Brady tenham sido responsáveis por manter a participação dos empréstimos em moeda estrangeira acima dos 40% entre 1998 e 2002. A redução dessa participação a partir de 2003 se deveu a dois fatores: à liquidação da dívida já mencionada com o BNDES e à emissão de debêntures em 2004 no montante de R\$ 250 milhões e com vencimento previsto para 2009 (que teve como intuito alongar o perfil da dívida de curto prazo e financiar investimentos).

Considerando os outros tipos empréstimos e financiamentos que apresentaram menor participação relativa no total, deve-se destacar que a empresa efetuou algumas captações junto a instituições financeiras, que tiveram como objetivo a cobertura do fluxo de caixa operacional. Além disso, a CPFL Paulista captou recursos junto ao BNDES, em 2001, para

¹⁵² A princípio, essa dívida foi captada pela controlada DRAFT I, entretanto ela consta tanto no balanço da CPFL Paulista enquanto controladora como enquanto consolidado.

seu programa de investimentos a TJLP + 3,25%, e entre 2002 e 2003, no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico.

No que tange os empréstimos e financiamentos captados junto a partes relacionadas, apesar da pouca informação fornecida sobre esse tipo de transação pelas notas explicativas, é possível verificar duas captações de curto prazo: uma em 1998 junto à Votorantim e outra em 2001 junto à CPFL Geração. Por outro lado, verifica-se que a CPFL Paulista constituiu relevante fonte de recursos para empresas relacionadas, conforme apresentado na tabela 3.34. As operações passivas, são aquelas que foram consideradas no endividamento apresentado na tabela anterior (a que traz as características da evolução do endividamento da CPFL Paulista), as despesas foram também consideradas no computo dos encargos que constam na mesma tabela¹⁵³. As operações ativas e a receita resultam, por sua vez, dos recursos emprestados pela CPFL Paulista a outras empresas do grupo. É possível verificar, assim, que a CPFL emprestou mais recursos a partes relacionadas do que tomou de emprestado.

Tabela 3.34 – Saldos das Operações de Mútuos da CPFL Paulista com Partes Relacionadas

Mútuos a partir de 2001	R\$ mil	2001	2002	2003	2004
CPFL Geração	Ativo	0	206.902	0	0
	Passivo	44.886	0	0	0
	Receita	2.778	21.979	16.209	0
	Despesa	48	2.302	0	0
SEMESA	Ativo	0	21.459	0	0
	Passivo	0	0	0	0
	Receita	0	2.855	532	0
	Despesa	0	688	1.592	0
CPFL Piratininga	Ativo	0	35.999	9.054	0
	Passivo	0	0	0	0
	Receita	0	3.645	2.698	109
	Despesa	0	0	5.647	38
CPFL Energia	Ativo	0	502	0	0
	Passivo	0	0	0	0
	Receita	0	0	149	0
	Despesa	0	0	724	154
CPFL Centrais Elétricas	Ativo	0	0	0	0
	Passivo	0	0	0	0
	Receita	0	0	14	0
	Despesa	0	0	1.152	31
CPFL Comercializadora Brasil	Ativo	0	0	0	0
	Passivo	0	0	0	0
	Receita	0	0	3	0
	Despesa	0	0	3.482	0

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: Antes de 2001 não havia abertura suficiente das informações para que se pudesse identificar exclusivamente as operações de mútuos.

¹⁵³ É interessante notar as despesas financeiras não podem ser atribuídas a operações de mútuo específicas, mesmo porque há casos em que se verifica despesas financeiras sem sequer ter havido operação passiva, como no caso da CPFL Piratininga.

Consideremos, por outro lado, a evolução do endividamento da RGE. A tabela 3.35, a seguir, mostra que, ao contrário do ocorrido na CPFL Paulista, a RGE apresentou débitos significativos com partes relacionadas referentes a contratos de mútuos. Algumas operações merecem destaque:

- No ano de 1997, a empresa, segundo as notas explicativas às DFPs deste ano, adquiriu, por meio de contrato de cessão de créditos firmado com partes relacionadas, créditos contratuais no valor de R\$ 55,9 milhões. Esse montante, no entanto, foi liquidado no ano seguinte.
- Em 1998, a RGE incorporou sua controladora, DOC 3, o que significou, entre outros fatores, a incorporação de um empréstimo de longo prazo com os acionistas da RGE (521 Participações, Serra da Mesa Energia e Ipê Energia¹⁵⁴), no valor de R\$ 1,058 bilhão, com vencimento final em 2009 e remuneração anual a TJLP + 1,5%. Parte desse recurso, R\$ 600 milhões, foi utilizada para a aquisição do total de debêntures emitidos no mesmo ano pela RGE, que foram, então capitalizadas. Sobre esse empréstimo, a RGE pagou amortizações de R\$ 105 milhões ainda em 1998.
- No ano de 2000, a RGE adquiriu uma controlada integral, a Sul Geradora Participações S.A., para participar no capital de outras sociedades e exercer atividades de importação, exportação e comercialização de produtos agrícolas¹⁵⁵. Essa controlada efetuou no mesmo ano captação de US\$ 190 milhões em operação de *trade finance*, com vencimento entre 2002 e 2005¹⁵⁶. Esse recurso foi transferido pela Sul Geradora às acionistas e credoras da RGE em troca do empréstimo que essas empresas apresentavam contra a RGE; assim, a Sul Geradora passou a ser a credora da RGE neste empréstimo¹⁵⁷.

¹⁵⁴ Tanto Serra da Mesa Energia quanto 521 Participações também faziam parte do grupo de controle acionário da CPFL Paulista.

¹⁵⁵ Vide notas explicativas às DFPs de 2001, no item “investimentos”.

¹⁵⁶ Não só a RGE foi abalizadora dessa operação como efetuou, em 2001, operação de *swap* sobre a parcela de juros vencidas no ano e de principal a vencer no ano seguinte.

¹⁵⁷ É possível ainda mencionar que esse mútuo teve suas condições alteradas em 2002, quando sua remuneração anual passou a ser 105% do CDI e seu vencimento foi postergado para o ano de 2007; e que, apesar dessa postergação, esse mútuo foi liquidado em 2004.

Tabela 3.35 – Características da evolução do endividamento da RGE

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	168.794	461.195	500.164	561.901	556.343	607.405	487.431	453.774
Perfil								
CP/Total	38,1%	1,8%	3,1%	4,2%	6,3%	26,0%	32,3%	30,0%
ME/Total	0,0%	0,0%	0,9%	0,5%	0,0%	0,0%	8,3%	6,9%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	33,1%	76,6%	65,9%	61,2%	62,0%	42,7%	28,6%	0,0%
Instituições financeiras / Total	48,6%	16,9%	16,5%	14,8%	14,4%	27,6%	35,8%	36,9%
Debêntures e Outros Títulos / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	22,0%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	9,8%	16,7%	16,5%	23,0%	27,4%	31,8%
Outros/ Total	18,3%	6,5%	7,8%	7,3%	7,1%	6,8%	8,2%	9,3%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	ND	ND	ND	ND	15,8%	6,4%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	14,4%	45,6%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	57,7%	33,3%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	16,05%	28,21%	27,27%	43,24%	41,85%	38,76%	35,09%	16,93%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	5,03	3,39	3,25	1,92	1,65	1,72	1,19	1,98
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5,32	7,94

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: Encargos incluídas no principal até 2002, por isso os encargos não estão disponíveis (ND) até esse ano. Os saldos das operações de *swap* relacionadas aos financiamentos apresentados estão incluídos nos encargos dos anos de 2003 e 2004.

É importante mencionar, contudo que, se por um lado a RGE não solicitou anuência prévia para a incorporação da DOC 3 e por isso recebeu os Autos de Infração nº 008/202-SFF e nº 009/2002-SFF, a operação de emissão de debêntures não recebeu anuência da ANEEL. A Nota Técnica 75/2004 - SFF/ ANEEL faz menção ao voto do Diretor Relator do processo nº 48.500.004020/02-26 no sentido de negar a autorização à emissão de debêntures se baseando nos seguintes argumentos:

- a) “a modelagem proposta pela RGE para o seu arranjo negocial constitui, na prática, a transferência para a concessão do custo do endividamento associado à aquisição de seu próprio controle, uma vez que o pedido de anuência da concessionária para emissão de debêntures está voltado para atividade alheia ao objeto da concessão;
- b) a RGE conduziu todo o processo de incorporação de ágio da sua controladora sem anuência da ANEEL e, além disso, captou elevadas quantias de recursos através de sua subsidiária para quitar obrigações com os seus controladores, repassando, também, os riscos da operação para a Concessionária e todos os atos, repita-se, não foram precedidos de anuência da ANEEL;
- c) os óbices levantados pela fiscalização econômico-financeira não foram derrubados, o que permite concluir que eles são irremovíveis à luz da legislação vigente;
- d) a RGE não tem respaldo legal para a emissão das debêntures com a finalidade proposta;
- e) a operação é danosa ao equilíbrio econômico e financeiro da Concessionária e, em consequência, à concessão.” (ANEEL, 2004 B, fls 5).

No que tange aos outros componentes dos empréstimos e financiamentos apresentados pela RGE, foi possível verificar que dois empréstimos resultantes dos ajustes para privatização estiveram presentes ao longo de todo o período analisado: um com a Fundação ELETROCEEE (incluída na categoria “outros”) e outro com o Banco Regional de

Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE)¹⁵⁸. A partir de 2002 foram contraídas novas dívidas com outras instituições financeiras resultante da captação de recursos principalmente para financiamento de capital de giro. No ano de 2004, a RGE captou novos recursos por meio da emissão de cédulas de crédito bancário (CCBs) no montante de R\$ 100 milhões com carência de dois anos para amortização de juros (CDI + 1,75% a.a.) e vencimento final em 2008. E, finalmente, é possível detectar a captação de recursos de FINEM do BNDES a partir de 1999, remunerado a TJLP + *spread*, sendo que, em 2004 foram captados mais recursos na linha FINEM sendo que esses, remunerados a UMBNDES. O BNDES também aportou à RGE os recursos referentes ao Acordo Geral do Setor Elétrico e à CVA entre 2002 e 2003.

Em relação ao perfil do endividamento apresentado, destaca-se que a empresa contratou diretamente¹⁵⁹ poucos financiamentos em moeda estrangeira. Entre 1999 e 2001 a RGE apresentou saldos referentes a um financiamento obtido junto à IBM. Somente a partir de 2003 é que a empresa passou a captar recursos em moeda estrangeira junto a instituições financeiras, operações essas atreladas a *swaps* de taxas, daí o aumento da participação relativa dos encargos em moeda estrangeira sobre os encargos totais de 2003 para 2004.

Em termos de compatibilidade do endividamento com o desempenho operacional da empresas, verificamos, no caso da RGE, margens EBITDA superiores a 40% nos anos de 2000 e 2001. A empresa conseguiu aumentar sua geração de caixa operacional a partir da privatização até o racionamento (de uma margem EBITDA de 16,05% em 1997 para 41,85% em 2001) e apresentou uma recuperação dessa a partir de 2002 fechando o ano de 2003 com uma margem EBITDA de 35,09%. No ano de 2004, contudo, essa margem foi bastante reduzida (ficou em 16,93%) embora a receita líquida tenha apresentado um crescimento contínuo entre 1997 e 2004. Mesmo assim, o que se verificou foi que o saldo dos empréstimos e financiamentos devidos foi reduzido em relação à geração de caixa operacional (EBITDA) e que, a partir de 2000, esse nem chegou a valer duas vezes essa geração de caixa.

Consideremos, agora, a evolução do endividamento da CPFL Piratininga. Como vimos, trata-se de uma distribuidora que foi criada em outubro de 2001 como resultado da cisão da Bandeirante e da troca de ações entre seus acionistas (Draft I, do grupo CPFL e Enerpaulo, do grupo EDP). Considerando que, após essa troca, a EDP se tornou o grupo controlador da Bandeirante e que, por isso, a evolução do endividamento dessa foi incluída na análise do endividamento das distribuidoras do grupo EDP, a análise do endividamento da

¹⁵⁸ Refere-se a contrato de confissão de dívida e de abertura de crédito assumido pela RGE no processo de cisão e privatização da CEEE, respectivamente.

presente distribuidora partirá do ano de 2001. Assim, da cisão a CPFL Piratininga herdou alguns empréstimos e financiamentos, entre eles podemos mencionar os recursos adiantados pelos consumidores (incluídos na categoria “outros”), parte do contrato de confissão de dívida com a Fundação CESP (também incluída em “outros”) e frações do contrato com o BNDES de recursos para investimento. A tabela 3.36 demonstra, entre outros aspectos, a composição dos empréstimos e financiamentos da CPFL Piratininga em 2001:

Tabela 3.36 – Características da evolução do endividamento da CPFL Piratininga

	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	568.542	451.032	429.798	422.429
Perfil				
CP/Total	99,5%	49,8%	46,9%	38,0%
ME/Total	72,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição				
Partes Relacionadas / Total	22,2%	8,0%	36,8%	0,0%
Instituições financeiras / Total	75,8%	38,2%	1,4%	0,0%
Debêntures e FIDC / Total	0,0%	0,0%	0,0%	32,7%
BNDES / Total	0,1%	52,6%	60,6%	65,8%
Outros/ Total	1,9%	1,2%	1,2%	1,4%
Custo				
Encargos/ Principal	0,2%	3,6%	2,7%	7,6%
Encargos ME/ Encargos Totais	45,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	20,7%	54,3%	84,1%	30,0%
Compatibilidade com o Resultado				
Margem EBITDA	32,79%	11,50%	15,14%	14,24%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	3,00	2,67	1,72	1,72
EBITDA / Encargos Totais	150,27	10,37	21,27	7,61

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 2001 a 2004
Elaboração própria.

Nota-se que a maior parte dos empréstimos e financiamentos estiveram concentrados na fonte “instituições financeiras”. De fato, em 2001, a empresa efetuou diversas captação de recursos de curto prazo, dos quais 95% denominados em moeda estrangeira¹⁶⁰, junto a instituições financeiras. Trata-se, contudo, do único ano em que foram realizadas captações em moedas estrangeira na CPFL Piratininga. No ano seguinte, com recursos resultantes da integralização de capital sofrida pela companhia, os empréstimos firmados no ano anterior foram liquidados e novos financiamentos de curto prazo, porém, desta vez, denominados em moeda nacional, foram contratados em 2002. Em 2003, a empresa ainda efetuou poucas captações de recursos de curto prazo junto a instituições financeiras, eliminando essa tipo de captação no ano seguinte.

Por outro lado, a CPFL Piratininga assinou diversos contratos de mútuo durante o período em questão. Já no ano da cisão, a empresa assinou um contrato de mútuo de curto prazo, no valor de R\$ 126 milhões, com a empresa relacionada, CPFL Geração. Vários outros

¹⁵⁹ O que não contempla a operação de *trade finance* efetuada pela Sul Geradora.

¹⁶⁰ Algumas atreladas a operações de *hedge* sobre o dólar.

contratos de mútuo foram assinados com partes relacionadas (CPFL Paulista, SEMESA, CPFL Energia, CPFL Comercializadora e CPFL Centrais Elétricas) nos anos seguintes, sendo que 80% dos recursos captados nessa modalidade apresentaram vencimento de curto prazo.

No que tange às outras modalidades de captação abordadas neste estudo, com exceção do financiamento do BNDES herdado da cisão, a CPFL Piratininga não voltou a captar recursos desse para investimento. Ingressaram, contudo, na empresa os recursos referentes à recomposição tarifária extraordinária, à parcela A em 2002 e à CVA em 2003. A empresa tão pouco emitiu títulos no período analisado, embora tenha sido pioneira entre as demais distribuidoras de eletricidade na estruturação de um fundo de investimento em direitos creditórios (FIDC), por meio do qual foram captados R\$ 200 milhões¹⁶¹ (com amortizações mensais durante 36 meses) em 2004. Vale mencionar que o FIDC foi responsável pelo aumento dos encargos incorridos em relação ao valor do principal devido no ano de 2004 (a remuneração do FIDC ficou fixada em 115% da variação do CDI).

Considerando, por fim, a compatibilidade do endividamento da CPFL Piratininga com sua geração de caixa operacional anual (aproximada pelo EBITDA), verifica-se que os empréstimos vêm perdendo importância em relação ao EBITDA, ou seja, tanto em 2003 quanto em 2004, o saldo dos empréstimos e financiamentos ao final do ano não perfaziam sequer o dobro do valor gerado no caixa operacional, o que, comparado com diversas distribuidoras já analisadas, pode ser caracterizado como uma situação favorável.

III.7.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas

A CPFL Paulista não pode ser caracterizada como uma empresa que efetuou contínuo e constante investimento em empresas relacionadas. Entretanto, é possível verificar algumas operações relevantes ao longo do período, conforme consta na tabela 3.37.

Tabela 3.37 – A Relação da CPFL Paulista com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	15,9%	0,0%	36,0%	2,8%	0,0%	0,0%	10,2%
Capital Social								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	3,8%	0,0%	29,6%	0,0%	0,0%	-4,8%	7,4%	-61,8%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,2%	0,9%	0,0%	50,8%	0,0%	0,0%	35,0%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004

Elaboração própria.

¹⁶¹ É importante frisar que, desse montante, a própria CPFL Piratininga adquiriu cotas no valor aproximado a R\$ 13 milhões. Trata-se de uma forma de reduzir o risco de inadimplência dos recebíveis, pois, no caso de haver inadimplência, as cotas detidas pela própria empresa absorvem esse impacto.

Até o ano de 2001, a CPFL Paulista havia realizado investimentos pouco significativos em relação ao montante de sua dívida. Em 1998, realizou pequenos investimentos nas controladas Draft I, Draft II e CPFL Overseas. No ano seguinte, efetuou um aumento de capital de R\$ 10 milhões na Draft I, controlada por meio da qual havia participado da aquisição da Bandeirante. O investimento de 2001, muito mais significativo por sua vez, da ordem de R\$ 1,3 bilhão resultou da compra junto a partes relacionadas, conforme já mencionado, do controle da RGE. Por fim, os investimentos de 2004 não significaram para a empresa saídas de caixa nesse ano pois resultaram da capitalização da Draft I num montante de R\$ 840 milhões com os recursos que já haviam sido adiantados a essa para aumento futuro de capital (o que será abordado em maiores detalhes a seguir) e da capitalização de dividendos não pagos pela RGE à CPFL Paulista no valor de R\$ 95 milhões.

A capitalização ocorrida na Draft I em 2004 chama a atenção para o fato de que a CPFL Paulista já vinha efetuando diversos adiantamentos a controladas sob o intuito de posteriormente capitalizá-las principalmente porque essas eram empresas que só aferiram prejuízos ao longo do período analisado e esses adiantamentos seriam utilizados para compensar o resultado negativo dessas controladas. Essas empresas foram constituídas com o intuito de participarem do capital de outras sociedades, não apresentando, portanto, qualquer tipo de operação que pudesse gerar resultado; o seu resultado deriva, assim, do resultado de suas respectivas controladas e de suas operações financeiras. A tabela 3.38 apresenta a evolução dos saldos das operações de adiantamento para futuros aumentos de capital:

Tabela 3.38 – Saldo anual dos adiantamentos efetuados pela CPFL Paulista para futuros aumentos de capital

Adiantamentos para Futuros Aumentos de Capital (R\$ mil)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
DRAFT I	ND	426.901	ND	625.541	921.666	1.121.030	908.588
DRAFT II	ND	15	ND	0	0	0	0
CPFL Overseas	ND	0	ND	25	32	0	0

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

No caso da Draft II e da CPFL Overseas¹⁶², os adiantamentos foram efetuados no montante equivalente ao prejuízo apurado em cada ano. O mesmo não pode ser dito no caso da Draft I, que acumulou adiantamentos superiores aos prejuízos verificados. Com a capitalização efetiva da Draft I no ano de 2004, o saldo remanescente do adiantamento acumulado, no valor de R\$ 68,4 milhões, foi devolvido à CPFL Paulista (no ano de 2003, a Draft I já havia devolvido R\$ 212 milhões à CPFL Paulista, daí a redução do saldo entre 2002 e 2003).

No que tange à remuneração dos acionistas, é possível destacar alguns anos em que essa foi expressiva, como em 1998, 2000 e 2004. No ano de 2004, por exemplo, o valor pago em dividendos e juros sobre capital próprio supera o valor captado com a 2ª emissão de debêntures que ocorreu nesse ano. Deve-se, contudo, mencionar que parte desse pagamento se deveu ao fato de a CPFL Paulista ter constituído, em 2004, provisão para amortização do ágio resultante da incorporação de sua controladora, DOC 4, em 1999, o que nos leva, assim, a abordar os efeitos dessa incorporação para a empresa.

Não só a empresa vinha amortizando o ágio incorporado a uma taxa de 10% a.a. como, após a incorporação da DOC 4 em 1999, decidiu-se por efetuar uma capitalização na empresa no mesmo ano no montante do benefício fiscal obtido através da incorporação (R\$ 323,5 milhões) e, no ano seguinte, com recursos da reserva de capital num montante de aproximadamente R\$ 1,7 bilhão. Assim, em 2004, com base em determinações expedidas pela ANEEL, o prazo de amortização do resto do ágio foi igualado ao prazo remanescente da concessão e a CPFL teve que efetuar a redução do capital social da empresa (no valor de R\$ 1,6 bilhão) e respectiva reconstituição da reserva de capital para reverter as capitalizações ocorridas em 1999 e 2000.

Considerando, então, a análise dos investimentos efetuados pela RGE, constata-se que essa só constituiu uma empresa controlada, a Sul Geradora Participações S.A., que, conforme já mencionado, captou recursos em moeda estrangeira e se tornou credora da RGE ao assumir um mútuo dos acionistas da distribuidora. A tabela 3.39 nos mostra que a RGE só chegou a fazer investimento na Sul Geradora no último ano do período analisado. Até então, entretanto, a RGE vinha provisionando em seu passivo (no exigível de longo prazo), o montante referente ao passivo descoberto da Sul Geradora, uma vez que essa só fez aferir prejuízos ao longo de todo o período. Os recursos utilizados para efetuar esse investimento em 2004 de R\$ 18 milhões tiveram origem nos dividendos devidos pela RGE a seus acionistas e renunciados por esses no mesmo ano.

Tabela 3.39 – A Relação da RGE com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	6,9%	18,5%	13,4%	13,5%	12,4%	0,0%	10,2%
Aportes de Capital								
Recursos dos acionistas/ Empréstimos e Financiamentos	339,2%	32,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	31,2%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,9%

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: Investimento Líquido = Aumento - Redução.

¹⁶² Essa empresa foi extinta em 2002.

Com exceção do ano de 1999, quando a RGE de fato desembolsou R\$ 46,4 milhões para o pagamento de juros sobre capital próprio e dividendos relativos ao ano anterior, a RGE efetuou, na prática, mínimos pagamentos de dividendos até o ano de 2004, tendo, contudo provisionado, até então, um valor acumulado de R\$ 211 milhões em dividendos declarados¹⁶³. Por outro lado, mesmo esse provisionamento de dividendos não foi compatível com o desempenho da empresa que apresentou prejuízos nos anos de 1997 e 1999 a 2003, no valor total acumulado de R\$ 222,4 milhões em 2003. Vale ressaltar ainda que os recursos utilizados para provisionar dividendos nos anos de 2000 a 2002 (R\$ 75,263 milhões por ano) tiveram como origem a reserva de capital da empresa e não seu lucro.

No que tange à atuação da ANEEL, principalmente com relação à incorporação da DOC 3 pela RGE, vale lembrar que a RGE permaneceu durante alguns anos em situação irregular perante a ANEEL por não ter solicitado anuência prévia para essa operação, chegando a receber dois autos de infração, conforme já mencionado. A Nota Técnica 75/2004 - SFF / ANEEL, menciona, contudo que “independentemente da tramitação dos citados processos punitivos, a Concessionária busca regularizar a incorporação da DOC 3.” (ANEEL, 2004 B, fls. 5) Diante desta iniciativa da RGE, a ANEEL analisou o impacto da incorporação e demais operações societárias e financeiras correlatas e homologou a incorporação por meio da Resolução Homologatória nº 166 de 13 de julho de 2004, condicionando -a, entretanto ao cumprimento integral de diversas determinações, dentre as quais merecem destaque:

I - alterar o prazo de amortização do ágio incorporado, adequando-o ao período remanescente da concessão, segundo a curva baseada na projeção de resultados futuros, conforme o Anexo I desta Resolução;

II - aportar recursos próprios dos acionistas controladores, observando o disposto no § 5º, art. 4º, da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, incluído pelo art. 8º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, segundo o fluxo financeiro constante do Anexo II desta Resolução, este levantado na data-base de encerramento de cada exercício social, até a amortização total da dívida oriunda da incorporação;

III - eliminar a participação da RGE no capital social da Sul Geradora Participações – SGP, até 16 de setembro de 2005, conforme prazo constante do art. 20 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, em condições a serem submetidas à anuência prévia da ANEEL, de forma que não remanesça na concessionária quaisquer ônus ou obrigações relacionadas à subsidiária integral;

IV - substituir as garantias prestadas pela RGE à SGP na operação de *trade finance*, ou, alternativamente, oferecimento de contra-garantia formal pelos seus controladores, de forma que tais obrigações não recaiam sob concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados a partir da publicação desta Resolução;

V - modificar as características das ações preferenciais de emissão da RGE, substituindo a previsão estatutária de resgate e pagamento de dividendos fixos para dividendos ordinários vinculados à

¹⁶³ Os valores que constam na tabela são extraídos do Demonstrativo de Mutações do Patrimônio Líquido e se referem a montantes propostos, mas não necessariamente pagos. No caso da RGE constituiu-se uma provisão com os valores não pagos.

existência de lucro a ser distribuído nos termos da legislação em vigor, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados a partir da publicação desta Resolução;

VI - capitalizar os dividendos fixos declarados e não pagos no período de 1998 a 2003, a valores contábeis, em 31 de dezembro de 2003, de R\$ 211.301 mil, deduzido o saldo positivo do fluxo financeiro referente ao exercício de 2003, apurado conforme o modelo constante do Anexo II desta Resolução, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados a partir da publicação desta Resolução”. (ANEEL, 2004 C).

Em 2004, então, a Assembléia Geral de Preferencialistas decidiu, entre outros aspectos, pela capitalização de parte do saldo de dividendos não pagos, um montante de R\$ 141,7 milhões, pela renúncia de outros R\$ 18 milhões (os quais foram utilizados para capitalizar a Sul Geradora) e pelo pagamento de R\$ 51 milhões. Por isso verifica-se, nesse ano, que recursos dos acionistas foram aplicados no capital¹⁶⁴ da empresa. Outro aporte de capital só foi efetuado em 1998, quando as debêntures que foram emitidas no mesmo ano foram capitalizadas. Também em consonância com a Resolução da ANEEL nº 166/2004, a empresa estendeu o prazo restante de amortização para o prazo da concessão.

Finalmente, considerando a relação da CPFL Piratininga com partes relacionadas, é importante mencionar que esta serviu como credora em alguns mútuos firmados com outras empresas do grupo, embora tenha recebido mais recursos do que cedido, nessa modalidade, durante o período analisado. A CPFL Piratininga não realizou, contudo, investimentos em empresas relacionadas.

Tabela 3.40 – A Relação da CPFL Piratininga com partes relacionadas

	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas				
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	2,4%	0,0%	24,1%	19,5%
Aportes de Capital				
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	15,8%	0,0%	35,6%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 2001 a 2004
Elaboração própria.

Em relação à remuneração dos acionistas (tabela 3.40), é importante frisar que em todos os anos analisados foram previstos pagamentos de dividendos e/ ou juros sobre capital próprio, com exceção do ano de 2002. Os acionistas da CPFL Piratininga, por sua vez, chegaram a efetuar dois aumentos de capital na empresa. Em 2002, esses capitalizaram a empresa em aproximadamente R\$ 71 milhões¹⁶⁵. Somente em 2004, a empresa sofreu um

¹⁶⁴ Nesse caso, não se tratou de aumento de capital, contudo, porque os recursos foram incorporados na reserva de capital existente a qual foi, então, quase toda utilizada para absorver o saldo do prejuízo acumulado que a empresa apresentava em função dos prejuízos verificados nos anos de 1997, 1999, 2000, 2001, 2002 e 2003.

¹⁶⁵ Segundo as notas explicativas às DFPs desse ano, além dessa capitalização, os acionistas teriam feito um adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC) no valor de cerca de R\$ 343 milhões. Ambas as operações teriam ocorrido mediante cessão, pela controladora Draft I, de contrato de crédito a receber da CESP. Os recursos seriam utilizados para a liquidação das dívidas de curto prazo captadas com bancos. A cessão foi

novo aumento de capital, no valor de R\$ 150,6 milhões, quando da incorporação da controladora Draft I.

III.8 –O Grupo Rede

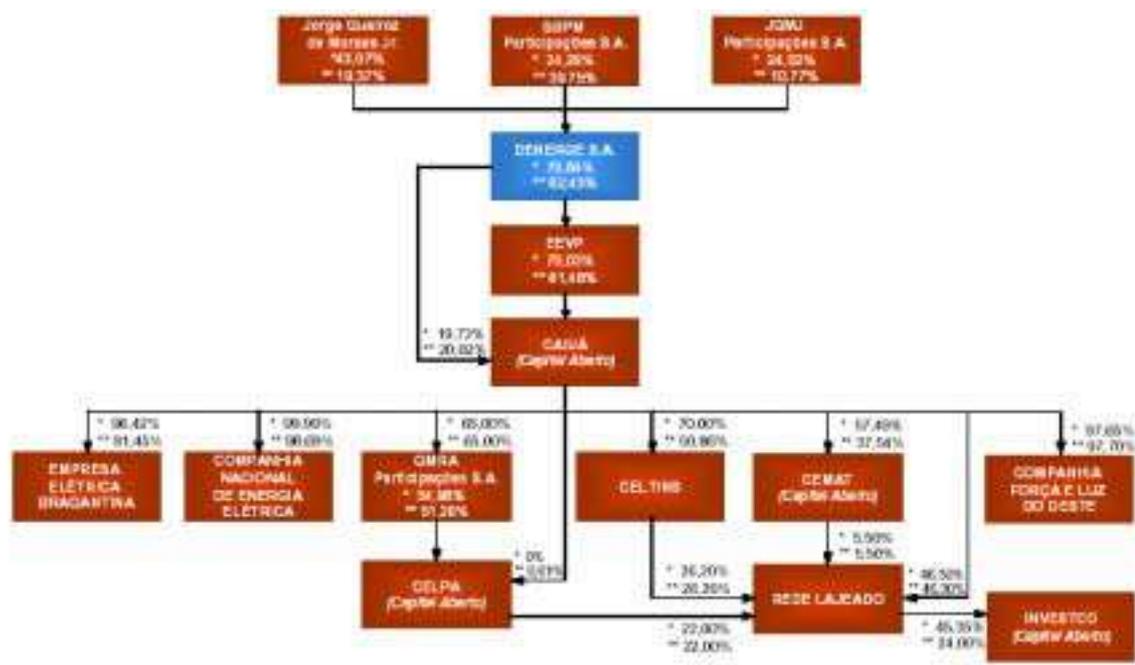
O Grupo Rede tem suas origens no Sudeste, mais especificamente na fundação da Empresa Elétrica Bragantina S. A. (Bragantina) em 1903. Desde então, outras empresas do interior paulista foram adquiridas: em 1981, a Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (Paranapanema); em 1984, a Companhia Nacional de Energia Elétrica (Nacional); e em 1985, a Caiuá Serviços de Eletricidade S.A (Caiuá).

A estratégia de expansão das atividades do grupo para a região Centro-Oeste se concretizou por meio da Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins (CELTINS) em 1989, numa parceria com o Governo do Tocantins. Na região Sul, o grupo adquiriu, em 1995, a Companhia Força e Luz do Oeste de Guarapuava, no Paraná (CFLO).

No âmbito do PND, o Grupo Rede adquiriu, em 1997, a Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT) e, em 1998, a Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA). Deste modo, o Grupo Rede se tornou responsável pelo fornecimento de energia elétrica a 30% do território nacional.

O organograma 3.10, a seguir, demonstra que o Grupo Rede não restringiu a sua atuação ao segmento de distribuição e de comercialização (por meio da Rede Comercializadora de Energia S.A.).

Organograma 3.10 – Organograma resumido do Grupo Rede



Fonte: www.cemat.com.br.¹⁶⁶

Em se tratando de um organograma resumido, há algumas observações que merecem ser tecidas:

1. A Denerge Desenvolvimento Energético S.A. é a empresa controladora da Rede Comercializadora de Energia S.A. (detendo 99,6% de suas ações);
2. A Empresa Elétrica Bragantina S.A. chegou a deter 10,50% da Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo (CENF) junto com a Companhia Nacional de Energia Elétrica que detém 8,5% do capital dessa;
3. A Investco é o consórcio formado pelo Grupo Rede, pela EDP, pela CEB, e pela CMS Energy; o consórcio foi responsável pela construção da Usina Hidrelétrica de Lajeado; e
4. Com a EDP o Grupo Rede também operou em parceria na construção da usina hidrelétrica do Rio Peixe, por meio da empresa Enerpeixe S.A., que pertence à Caiuá por meio da empresa Rede Peixe Energia S.A.; e
5. O grupo atua em outros setores que não o elétrico¹⁶⁷.

Em 1998, o grupo promoveu uma reestruturação societária que resultou na concentração do controle das empresas do grupo (principalmente no setor elétrico) abaixo da distribuidora Caiuá. As notas explicativas a suas demonstrações financeiras padronizadas fornecem boa evidência sobre a evolução das participações do grupo em empresas ao longo do período analisado, representada na tabela a seguir:

Tabela 3.41 – Evolução da participação da Caiuá no controle de outras empresas do Grupo Rede

Participação em controladas diretas e indiretas	Participação direta e indireta (%)							Atividade
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Empresa Elétrica Bragantina S.A	91,39	91,39	91,45	91,45	91,45	91,45	91,45	Distribuição
Cia Nacional de Energia Elétrica	98,69	98,69	98,69	98,69	98,69	98,69	98,69	Distribuição
CELTINS	50,86	50,86	50,86	50,86	50,86	50,86	50,86	Distribuição
CELTINS Energética S.A. (*)	50,86	50,86	50,86	50,86	50,86	50,86	50,86	Geração
Companhia Força e Luz do Oeste	97,09	97,46	97,64	97,70	97,70	97,70	97,70	Distribuição
QMRA Participações S.A.	65,00	66,33	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	Holding
CEMAT	36,19	37,36	37,50	37,54	37,54	37,54	37,54	Distribuição
CELPA (*)	33,31	34,00	33,32	33,93	33,93	33,93	33,93	Distribuição
Rede Lajeado Energia S.A.		71,09	69,15	69,15	69,15	69,15	69,15	Holding
Itamarali Norte S/A - Agropecuária (*)		37,36	37,50	37,54	37,54	37,54	0,00	Geração (UHE Jubá I e II)
Rosal Energia S.A.			99,99	99,99	99,99	99,99	0,00	Geração
Tangará Energia S.A.			99,70	61,67	61,67	61,67	61,67	Geração
VP Energia S.A. (*)				37,59	37,59	37,59	37,59	Geração
Ipueiras Energia S.A. (*)				50,71	50,71	50,71	50,71	Geração
Rede Peixe Energia S.A.					99,70	99,70	99,70	Holding da Enerpeixe (UHE Peixe Angelical)
Agro Pastoril Lajeado Ltda.	91,38	91,39						ND
Rede Nacional de Eletrodomésticos Ltda.	93,76	93,75						ND
CNBO Produtora de Energia Elétrica Ltda.								ND
Bia - TV Cabo Ltda.		82,25						ND

Fonte: Notas Explicativas às DFPs da Caiuá de 1998 a 2004.

Elaboração própria.

Obs.: (*) – participação indireta; ND – não disponível.

Essas empresas, por sua vez, adquiriram, ao longo desses anos, diversos empreendimentos de geração, conforme demonstrado na tabela a seguir:

¹⁶⁶ EEVP é a Empresa Vale do Parapanema S.A.

¹⁶⁷ Por exemplo, um dos controladores da Denerge, Jorge Queiroz de Moraes Junior, detém 76% de controle de uma empresa de cargas aéreas, a Caiuá Cargas Aéreas Ltda.; e

Tabela 3.42 – Principais empreendimentos de geração do Grupo Rede

Usina Hidrelétrica	Rio	Capacidade instalada (MW)	Capacidade utilizada (MW)	Data da concessão	Data de vencimento
Investco S.A.(**):					
UHE Luis Eduardo Magalhães - Lajeado	Tocantins	902,5	ND	dez-97	ND
Caiuá Serviços de Eletricidade S.A.:					
UHE Laranja Doce	Laranja Doce	0,72	0,7	*	*
UHE Quatiara	Do Peixe	2,6	2,4	3/2/1999	7/7/2015
Cia. Nacional de Energia Elétrica:					
UHE Reynaldo Gonçalves	Ribeirão dos Porcos	1	0,7	1/12/1998	7/7/2015
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - Celtins:					
UHE Bagagem	Ponte Alta	0,48	0,29	*	*
UHE Corujão	Lontra	0,68	0,7	*	*
UHE Isamu Ikeda	Balsas Mineiro	27,6	28,9	28/6/1999	30/1/2020
UHE Agro Trafo	Palmeiras	14,04	14,5	28/6/1999	12/7/2017
PCH Lageado	Lageado Grande	1,8	1,99	28/6/1999	30/1/2020
PCH Lajes	Lajes	2,06	1,57	28/6/1999	30/1/2020
UHE P. A. Bom Jesus	Ponte Alta	0,28	0,23	*	*
PCH Taguatinga	Abreu	1,8	1,6	28/6/1999	30/1/2020
Celtins Energética S.A.:					
PCH Diacal	Palmeiras	5,04	4,24	10/2/2000	10/2/1930
PCH Dianópolis	Manoel Alvinho	5,5	4,2	28/9/2000	28/9/1930
PCH Sobrado	Sobrado	4,82	4,65	5/10/2000	5/10/1930
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat:					
UHE Alto Araguaia	Araguaia	1,2	1,2	11/12/1997	11/12/2027
UHE Alto Paraguai	Paraguai	1,68	1,9	11/12/1997	11/12/2027
UHE Aripuanã	Aripuanã	0,8	0,8	11/12/1997	11/12/2027
UHE Braço Norte	Braço Norte	5,3	4,89	11/12/1997	11/12/2027
UHE Casca II	da Casca	3,52	3,45	11/12/1997	11/12/2027
UHE Casca III	da Casca	12,42	11,5	11/12/1997	11/12/2027
UHE Culuene	Culuene	1,79	1,7	11/12/1997	11/12/2027
UHE Juína	Aripuanã	5,3	4,6	11/12/1997	11/12/2027
UHE Poxoréu	Poxoréu	1,2	0,84	11/12/1997	11/12/2027
UHE Primavera	das Mortes	8,12	7,5	11/12/1997	11/12/2027
UHE Torixoréu	São Domingos	2,4	2,07	11/12/1997	11/12/2027
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa:					
UHE Curuá Una	Curuá- Una	30,3	30,3	28/7/1998	28/7/2028
Tangará Energia S.A.					
Tangará Energia S.A.	Guaporé	120	80	13/3/2000	7/7/2025
Empresa	Concessões/ Usinas Termelétricas	Capacidade instalada (MW)	Capacidade utilizada (MW)	Data da concessão	Data de vencimento
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - Cemat	Concessão de 31 Usinas Termelétricas, sendo as mais representativas, com capacidade instalada acima de 5 MW: Juína, Juara, Sapezal, São José do Rio Claro e Colniza.	90,3	53,77	10/12/1997	10/12/2027
Centrais Elétricas do Pará S.A. - Celpa	Concessão de 17 Usinas Termelétricas, sendo as mais representativas, com capacidade instalada acima de 1 MW: Santana do Araguaia, Novo Progresso e Castelo dos Sonhos.	21,96	12,45	28/7/1998	28/7/2028
Total (***)		849,26			

(*) usina com capacidade instalada abaixo de 1 MW

(**) consórcio com EDP, CEB e CMS Energy

(***) considera parte da geração de Lajeado

Fonte: Notas Explicativas às DFPs da Caiuá de 2004 e www.gruporede.com.br
Elaboração própria.

A estratégia de expansão do Grupo Rede, principalmente na geração, contou, assim, como fonte de recursos, com a capacidade de alavancagem de suas distribuidoras. Este constitui, assim, o principal tema que será abordado nas seções seguintes que abordam as características do endividamento das distribuidoras do Grupo Rede e a relação estabelecidas entre elas, com outras empresas do grupo e com acionistas.

III.8.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo Rede

A principal característica dos empréstimos e financiamentos contraídos pelas distribuidoras do Grupo Rede é a predominância de operações entre partes relacionadas. Para viabilizar os investimentos das distribuidoras no segmento de geração, o Grupo Rede “institucionalizou” a celebração de contratos de “Conta Corrente Multilateral” além dos contratos de mútuo entre as empresa do grupo. Destarte, se tornou possível que as empresas com maior capacidade de alavancagem captassem recursos no mercado e repassassem para as demais.

Neste sentido, é possível verificar que todas as distribuidoras do grupo apresentaram saldos devedores e credores com partes relacionadas referentes a operações de empréstimos sob a categoria de mútuos ou de conta corrente, o que é demonstrado na tabela a seguir:

Tabela 3.43 –Saldos anuais nas distribuidoras do Grupo Rede das operações de mútuo e de “conta corrente” com partes relacionadas

Saldos de mútuos e contas correntes	R\$ mil	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Caiuá	Ativo	3.791	89.122	305.444	409.342	301.740	336.354	394.345	505.234
	Passivo	5.644	69.035	85.917	147.748	111.821	210.983	667.009	899.095
	Líquido	-1.853	20.087	219.527	261.594	189.919	125.371	-272.664	-393.861
Vale Paranapanema	Ativo	6.270	32.733	70.703	47.025	30	41	50.767	37.650
	Passivo	23.841	19.178	116.423	166.073	96.860	107.546	112.966	108.092
	Líquido	-17.571	13.555	-45.720	-119.048	-96.830	-107.505	-62.199	-70.442
Bragantina	Ativo	22.112	45.156	50.479	59.343	53.761	55.110	110.908	117.036
	Passivo	13.771	6.306	6.227	0	0	0	0	5.635
	Líquido	8.341	38.850	44.252	59.343	53.761	55.110	110.908	111.401
Nacional	Ativo	28.051	29.270	32.199	40.544	19.497	55.050	89.719	110.502
	Passivo	0	2.266	1.414	0	0	0	4	4.095
	Líquido	28.051	27.004	30.785	40.544	19.497	55.050	89.715	106.407
CELTINS	Ativo	6.712	0	27.143	1.274	147	2.713	4.153	9.062
	Passivo	17.511	26	59.744	79.127	58.256	75.744	90.993	87.769
	Líquido	-10.799	-26	-32.601	-77.853	-58.109	-73.031	-86.840	-78.707
CFLO	Ativo	7.263	8.826	10.160	14.064	8.116	20.125	26.234	27.927
	Passivo	534	27	566	0	0	0	0	3.281
	Líquido	6.729	8.799	9.594	14.064	8.116	20.125	26.234	24.646
CEMAT	Ativo	0	0	79.770	68.375	6.737	66.621	175.669	504.572
	Passivo	0	131.484	250.017	358.518	185.256	168.556	339.279	534.690
	Líquido	0	-131.484	-170.247	-290.143	-178.519	-101.935	-163.610	-30.118
CELPA	Ativo	0	0	93.311	117.442	128.998	164.921	443.653	530.896
	Passivo	0	0	78.252	74.889	30.541	0	42.642	60.635
	Líquido	0	0	15.059	42.553	98.457	164.921	401.011	470.261

Fonte: Notas Explicativas às DFPs da Caiuá, da Vale Paranapanema, da Bragantina, da Nacional, da CELTINS, da CFLO, da CEMAT e da CELPA de 1997 a 2004.

Elaboração própria.

Obs.: Nos saldos da Caiuá podem estar incluídos, em alguns anos em que não foi possível segregar, juros sobre capital próprio devidos entre as partes. Nos saldos de 1997 e 1998 da Bragantina e da

Nacional é possível, embora pouco provável, que estejam incluídas operações de outra natureza entre as partes (por exemplo: pagamento de juros sobre capital próprio e compra de energia).

Nota-se, assim, que distribuidoras como CEMAT e CELTINS que detêm a maior parte dos investimentos de geração¹⁶⁸ são as empresas que mais dependeram dos recursos captados por outras empresas do grupo, uma vez que apresentaram em todos os anos saldos líquidos devedores nas operações de mútuos e contas corrente¹⁶⁹.

É, ainda, possível demonstrar que essa dívida entre as partes muitas vezes não era consistente com sua geração de caixa e pode ter criado dois tipos de desequilíbrio econômico-financeiro. No caso de distribuidoras devedoras às partes relacionadas, muitas vezes essas não geram caixa suficiente para pagar o saldo devido, o que significa para suas credoras¹⁷⁰, uma baixa probabilidade de recebimento do montante emprestado no curto prazo.

Já no caso das distribuidoras credoras, essas muitas vezes não geram caixa suficiente que justifique o aumento de seu saldo credor com partes relacionadas de um ano para outro, de modo que é possível supor que essas efetuaram captações no mercado para poderem emprestar mais. Uma vez que as distribuidoras devedoras (e, possivelmente, as outras empresas do grupo também devedoras), conforme já argumentado, não são capazes de gerar caixa para efetuar o pagamento dessa dívida no curto prazo, isso significa, para a distribuidora credora uma necessidade de se alavancar mais ou, pelo menos, de rolar a dívida captada no mercado. A próxima tabela traz os números que tornam possível efetuar essa análise.

¹⁶⁸ No caso da CELTINS, se for considerada também sua controlada CELTINS Energética.

¹⁶⁹ A CEMAT, em 1997, apresentou um saldo nulo nessas transações que resulta do fato de sua privatização ter ocorrido no final desse ano.

¹⁷⁰ Embora não seja possível, com base nos dados analisados, verificar a geração de caixa das outras empresas do grupo (empreendimentos de geração de eletricidade ou sociedades de propósito específico – SPEs - para participarem de outras empresas / empreendimentos), é possível supor que as distribuidoras constituam as maiores credoras entre as partes relacionadas, uma vez que elas apresentam uma geração de caixa (o que não pode ser dito de todos empreendimentos, mas, principalmente das SPEs) e que, por isso, possuem maior capacidade de alavancagem.

Tabela 3.44 – Comparação entre os saldos líquidos das operações de mútuo e de conta corrente com a geração de caixa (EBITDA)

Distribuidora	R\$ mil	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Caiuá	EBITDA	19.546	20.386	18.168	20.785	32.363	24.252	55.251	9.326
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	-1.853	20.087	219.527	261.594	189.919	125.371	-272.664	-393.861
Vale Paranapanema	EBITDA	17.089	18.631	12.792	18.967	33.428	737	17.154	15.071
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	-17.571	13.555	-45.720	-119.048	-96.830	-107.505	-62.199	-70.442
Bragantina	EBITDA	12.876	13.506	11.973	12.398	34.714	12.392	14.704	7.900
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	8.341	38.850	44.252	59.343	53.761	55.110	110.908	111.401
Nacional	EBITDA	11.143	12.449	9.778	12.037	15.643	13.320	17.119	7.778
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	28.051	27.004	30.785	40.544	19.497	55.050	89.715	106.407
CELTINS	EBITDA	14.465	20.170	19.658	24.619	42.266	17.255	36.043	61.768
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	-10.799	-26	-32.601	-77.853	-58.109	-73.031	-86.840	-78.707
CFLO	EBITDA	3.920	3.927	3.939	4.903	5.873	6.122	7.894	6.573
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	6.729	8.799	9.594	14.064	8.116	20.125	26.234	24.646
CEMAT	EBITDA	-852	40.060	39.095	60.020	153.635	134.273	124.432	166.972
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	0	-131.484	-170.247	-290.143	-178.519	-101.935	-163.610	-30.118
CELPA	EBITDA	-3.509	41.275	72.745	94.435	177.770	138.123	205.308	266.074
	Saldo Líquido de mútuos e conta correntes	0	0	15.059	42.553	98.457	164.921	401.011	470.261

Fonte: Notas Explicativas às DFPs da Caiuá, da Vale Paranapanema, da Bragantina, da Nacional, da CELTINS, da CFLO, da CEMAT e da CELPA de 1997 a 2004.

Elaboração própria.

Obs.: Nos saldos da Caiuá podem estar incluídos, em alguns anos em que não foi possível segregar, juros sobre capital próprio devidos entre as partes. Nos saldos de 1997 e 1998 da Bragantina e da Nacional é possível, embora pouco provável, que estejam incluídas operações de outra natureza entre as partes (por exemplo: pagamento de juros sobre capital próprio e compra de energia).

Ressalta-se, contudo, que, apesar de as empresas contabilizarem os saldos credores ou devedores no longo prazo¹⁷¹, as operações de conta corrente deveriam ter caráter de operações de curto prazo. Apesar de ser possível verificar esse tipo de operação antes de 2000, a formalização dessas operações, que contou com a aprovação da ANEEL¹⁷², se deu com a celebração entre as empresas integrantes do Grupo Rede, em 30 de setembro de 2000, de três Instrumentos Particulares de Conta Corrente, todos pelo prazo de dois anos e cujo objeto comum era o de viabilizar remessas recíprocas de valores. Verificou-se, assim, que, ao contrário do aprovado, que se fundamentava no suprimento temporário de déficits operacionais de caixa, na prática, as transferências acabaram atingindo montantes elevados, que serviram para financiamento de longo prazo de partes relacionadas.

Em 16 de julho de 2003, a ANEEL revogou todas as autorizações para a celebração dos contratos de conta corrente, porque, além de constatar que essas operações foram utilizadas para transferir grandes montantes de recursos entre as partes estabelecendo entre elas vínculos de longo prazo, verificou que essas operações foram responsáveis por contaminar os custos e o equilíbrio econômico financeiro individual de cada concessão “que possui tarifa regulada, diferentemente das atividades competitivas de outras empresas do grupo, que praticam preços por conta e risco do empreendedor”(Nota Técnica nº 318/2003 – SFF / ANEEL, p. 1).

¹⁷¹ E de ser possível verificar, com base nas notas explicativas às DFPS dessas distribuidoras, a evolução de certos saldos entre empresas que aumentam no longo prazo, indicando, de fato, uma relação de longo prazo entre as partes.

De fato, a ANEEL já vinha atuando as distribuidoras do grupo como consequência das operações de conta corrente. As atuações relativas à qualidade dos serviços concedidos, para ela, indicam que o mecanismo de conta corrente, em certos casos, absorveram recursos necessários aos investimentos no serviço público de distribuição.

A CELPA, por exemplo, já sofrera aplicação de multa por ter direcionado recursos para a Rede Lajeado Energia S.A., uma vez que foi verificado que o uso do sistema de conta corrente contribuiu para a assunção de riscos para as atividades reguladas: “a captação de recursos pela Concessionária ‘teve o propósito de recompor o caixa da empresa que, entre outras razões, foi afetado pelo repasse de recursos para empreendimentos não vinculados à concessão a ela outorgada.”(Nota Técnica nº 318/2003 – SFF / ANEEL, p. 6). Em outra ocasião, foi aberto processo administrativo na CVM para apurar eventuais conflitos de interesses ou de abuso de poder dos seus controladores, tendo em vista que a CELPA inadimpliu com obrigações intra-setoriais próprias para repasse de seu caixa às partes relacionadas (Nota Técnica nº 317/2004 – SFF/ANEEL).

Em setembro de 2003, a ANEEL apresentou as condições necessárias para a aprovação de novos contratos de mútuo com vistas à liquidação dos saldos de conta-corrente vigentes então. Em outubro, as distribuidoras do grupo ingressaram judicialmente com ação cautelar inominada, alegando, entre outros aspectos que os contratos de conta corrente oferecem condições mais vantajosas que as oferecidas pelo mercado financeiro e que o ato da ANEEL significaria a “falência de algumas de determinadas Autoras, com demissão de milhares de empregados e o fim da própria concessão” ”(Nota Técnica nº 318/2003 – SFF / ANEEL, p. 3). Por meio de decisão liminar foi decidido pela manutenção dos contratos de mútuos decorrentes da sobra de caixa ou da tesouraria entre as partes relacionadas.

A Nota Técnica nº 318/2003 – SFF/ANEEL menciona, ainda, que na petição inicial de sua Ação Cautelar, as concessionárias demonstraram sua pretensão de saldar os débitos devidos então em vinte e dois anos, com sete anos de carência, atualizados pela TJLP mais uma remuneração fixa, o que configura uma condição impraticável no mercado, ou seja, vantajosa para o devedor, mas extremamente onerosa para a parte credora; e conclui que as operações colocaram em risco certas concessões, atentando ainda contra a transparência da situação de liquidez de cada parte envolvida, visto que¹⁷³:

¹⁷² Ofícios nos 466,467 e 468/2000-SFF/ANEEL

¹⁷³ Nota Técnica nº 318/2003 – SFF/ANEEL, p. 11.

“Indevidamente, afirmam as Concessionárias que os contratos bancários de financiamento das empresas prevêem que a eventual inadimplência de uma empresa do Grupo acarretaria a antecipação do vencimento de todos os contratos das demais empresas com o mesmo agente financeiro, motivo pelo qual pretendem utilizar-se de um mecanismo para administrar o conglomerado em sistema de caixa único”.

A Nota Técnica nº 318/2003 – SFF/ANEEL (p. 11) indica, ainda, que “entre as restrições pretendidas pela ANEEL, após a revogação dos contratos, há a exigência de que nenhuma parte poderá recorrer a financiamentos bancários para repasse às partes relacionadas, fato esse já implementado pelo grupo em ocasiões em que o fato foi questionado por esta Agência”.

Nesse ponto, analisemos, assim, alguns casos em que isso ocorreu de fato.

Para começar a concentração das participações do Grupo Rede na Caiuá, a partir de 1998, significou, para essa, a assunção de ativos e dívidas, e um conseqüente aumento de capital (aportado pela Vale Paranapanema), conforme especificado na tabela abaixo:

Tabela 3.45 – Concentração das participações do Grupo Rede na Caiuá - 1998

	Valor (R\$ mil)
Investimentos	
CEMAT	310.658
Bragantina	61.658
Nacinal	15.205
Rio Jordão	53.456
CFLO	2.475
Socotria	5.297
COMEL	1.978
QMRA	1
	450.728
Outros Ativos	
Disponível	128.871
Contratos de mútuo (líquido)	56.337
	185.208
Passivo	
Empréstimo com BNDES para aquisição da CEMAT	355.938
Aumento de capital na Caiuá totalmente integralizado pela Vale Paranapanema	280.000

Fonte: Notas Explicativas às DFPs da Vale Paranapanema de 1998
Elaboração própria.

Com base na tabela verificamos que o primeiro grande financiamento (e, conseqüentemente, endividamento) do grupo no período analisado, que teve como objetivo a aquisição da CEMAT, foi repassado da Vale Paranapanema para a Caiuá em função da reestruturação societária implementada pelo grupo.

Uma vez que parte dessa dívida com o BNDES era conversível em debêntures, entre 1998 e 1999, a Caiuá efetuou emissões de debêntures (algumas conversíveis em ações), com vencimentos entre 2007 e 2008 e remuneração dada pela TJLP + 4% a.a., que foram subscritas pelo BNDES e BNDES Participações. A tabela 3.46 a seguir mostra o impacto que essa transferência de dívida teve sobre o endividamento oneroso da Caiuá tanto na categoria “BNDES” quanto na categoria “Debêntures e outros títulos”:

Tabela 3.46 – Características da evolução do endividamento da Caiuá

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos	15.668	391.571	605.887	936.725	861.054	932.118	1.293.884	1.452.671
Perfil								
CP/Total	43,4%	3,8%	21,3%	19,0%	30,6%	31,8%	7,0%	10,3%
ME/Total	23,2%	2,9%	7,0%	17,4%	23,7%	1,5%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	ND	ND	11,4%	15,7%	13,0%	22,6%	51,6%	61,9%
Instituições financeiras / Total	ND	2,9%	8,4%	11,5%	9,8%	15,6%	12,9%	9,6%
Debêntures e outros títulos / Total	ND	35,3%	50,5%	53,2%	57,8%	37,7%	25,0%	20,9%
BNDES / Total	ND	61,4%	29,2%	18,5%	19,3%	23,9%	10,5%	7,6%
Outros/ Total	ND	0,4%	1,2%	1,2%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	3,9%	3,9%	4,9%	3,4%	0,3%	0,9%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	7,7%	14,5%	33,8%	2,2%	0,0%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	28,68%	27,33%	22,30%	20,47%	22,88%	18,46%	30,18%	6,43%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	0,80	19,21	33,35	45,07	26,61	38,43	23,42	155,77
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	0,77	0,57	0,76	0,76	17,07	0,69

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível; encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

A categoria “Outros” inclui Eletrobrás, Funrede e Refis.

A transferência da dívida captada pela Vale Paranapanema à Caiuá, por ocasião da reestruturação de 1998, não constituiu, contudo, um fenômeno isolado. As notas explicativas às DFPs da CELTINS, por exemplo, apresentam, entre 1997 e 2000, a evolução do saldo de um financiamento captado junto ao BNDES, com vencimento previsto para 2005, da seguinte maneira:

Tabela 3.47 – Evolução de financiamento concedido pelo BNDES à CELTINS

Financiamento do BNDES (R\$ mil)	1997	1998	1999	2000
Valor do empréstimo e financiamento devido	45.436	42.295	33.088	25.530
Repasse (-)	-31.965	-26.073	-20.123	-16.159
	13.471	16.222	12.965	9.371

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Por meio de consulta à ANEEL sobre os detalhes dessa operação, foi possível constatar que os contratos firmados com o BNDES e que constavam nas DFPs da CELTINS de 1997 a 2001, e mesmo os repassados a outras empresas, foram liquidados. Até 2001, estes

financiamentos eram evidenciados nas DFPs, no item "Empréstimos e Financiamentos". A empresa apresentava os valores contratados pelas CELTINS, e no título de "Repasses BNDES", deduzia os valores repassados a outras empresas do grupo. Aparentemente, a empresa considerava que o valor efetivamente devido pela CELTINS era o valor líquido. A partir de 2001, entretanto, a CELTINS passou a evidenciar somente o valor dos empréstimos que permaneceram na CELTINS, ou seja, valor líquido¹⁷⁴. Se, por um lado, a CELTINS captou recursos junto ao BNDES para repassar parte a outras empresas do grupo, por outro, ela própria, conforme já mencionado, configurou-se numa das empresas do grupo que mais apresentou saldo devedor líquido com as partes relacionadas, o que demonstra que, de fato, a dívida de cada empresa era administrada obedecendo à lógica do endividamento do conjunto, do conglomerado de empresas do Grupo Rede.

As tabelas a seguir apresentam a evolução dos empréstimos e financiamentos das demais distribuidoras do Grupo Rede.

Tabela 3.48 – Características da evolução do endividamento da Vale Paranapanema

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	412.688	144.069	268.818	277.196	145.903	145.616	186.722	189.037
Perfil								
CP/Total	15,1%	37,0%	32,2%	47,0%	25,6%	20,9%	10,6%	15,3%
ME/Total	9,2%	36,1%	60,6%	37,8%	4,4%	6,5%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	4,1%	13,3%	43,3%	59,9%	66,4%	73,9%	60,5%	57,2%
Instituições financeiras / Total	ND	40,5%	31,8%	15,2%	20,5%	14,0%	13,2%	20,2%
Debêntures e Outros Títulos / Total	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	ND	46,0%	24,2%	23,0%	12,7%	11,7%	26,1%	22,3%
Outros/ Total	ND	0,2%	0,7%	2,0%	0,4%	0,4%	0,2%	0,4%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	4,2%	4,2%	0,8%	1,5%	0,6%	0,2%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	93,1%	94,4%	4,0%	15,5%	0,0%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	56,7%	89,4%	ND	ND	ND	ND
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	30,98%	30,60%	19,56%	22,49%	29,59%	0,85%	14,17%	11,66%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	24,15	7,73	21,01	14,61	4,36	197,58	10,89	12,54
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	1,12	1,62	27,72	0,35	15,23	49,74

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível; encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

A categoria "Outros" inclui Eletrobrás, Funrede, Refis e outros não explicitados pelas notas explicativas.

¹⁷⁴ Por isso, quando analisada a evolução dos empréstimos e financiamentos da CELTINS (tabela 3.49), optou-se por apresentar somente os valores líquidos na categoria "BNDES" para manter a consistência da série

Tabela 3.49 – Características da evolução do endividamento da CELTINS

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	37.222	21.270	89.174	109.287	115.375	140.162	142.747	133.942
Perfil								
CP/Total	22,5%	36,8%	20,4%	12,0%	28,8%	24,6%	12,3%	8,9%
ME/Total	0,0%	15,7%	10,0%	0,0%	8,8%	4,8%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	47,0%	0,1%	67,0%	72,4%	50,5%	54,0%	63,7%	65,5%
Instituições financeiras / Total	16,3%	19,1%	13,3%	7,2%	33,3%	20,2%	11,9%	6,2%
Debêntures / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	36,2%	76,3%	14,5%	8,6%	3,8%	4,8%	2,8%	1,8%
Outros/ Total	0,5%	4,5%	5,2%	11,8%	12,3%	21,0%	21,5%	26,5%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	1,5%	1,4%	0,4%	2,3%	0,4%	0,4%	0,2%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	66,9%	74,8%	0,0%	81,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	24,88%	29,07%	24,62%	24,20%	30,72%	14,44%	21,78%	28,89%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	2,57	1,05	4,54	4,44	2,73	8,12	3,96	2,17
EBITDA / Encargos Totais	ND	62,45	15,58	60,19	16,10	33,06	66,75	226,26

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível; encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

BNDES: Valor líquido, não inclui os repasses mencionados anteriormente.

A categoria “Outros” inclui Eletrobrás, Refis e outros não explicitados pelas notas explicativas.

Tabela 3.50 – Características da evolução do endividamento da CEMAT

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	187.794	319.606	533.710	695.959	531.323	616.166	753.023	918.021
Perfil								
CP/Total	11,1%	21,9%	22,1%	13,7%	22,5%	17,3%	14,2%	16,2%
ME/Total	72,6%	44,9%	33,3%	22,9%	31,7%	31,7%	19,1%	13,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	41,1%	46,8%	51,5%	34,9%	27,4%	45,1%	58,2%
Instituições financeiras / Total	36,1%	22,5%	14,0%	10,5%	21,4%	10,1%	8,2%	11,9%
Debêntures / Total	16,8%	3,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	9,3%	9,9%	6,1%
Outros/ Total	47,1%	32,9%	39,2%	37,4%	43,2%	53,2%	36,8%	23,7%
Custo								
Encargos/ Principal	0,0%	0,0%	1,7%	2,2%	3,3%	1,4%	0,9%	0,6%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	73,6%	21,0%	63,1%	20,0%	20,3%	23,2%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND							
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	-0,32%	12,60%	10,20%	12,49%	23,49%	19,10%	15,04%	16,16%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	-220,42	7,98	13,65	11,60	3,46	4,59	6,05	5,50
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	4,43	3,87	8,69	15,15	18,96	30,56

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível; encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

1997: EBITDA negativo.

A categoria “Outros” inclui Eletrobrás, Tesouro Nacional, Enermat, Previmat e outros não explicitados pelas notas explicativas.

Tabela 3.51 – Características da evolução do endividamento da CELPA

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	222.200	209.834	487.977	563.356	431.329	473.252	463.693	430.285
Perfil								
CP/Total	16,4%	11,7%	11,3%	20,2%	24,9%	23,8%	18,9%	23,7%
ME/Total	39,7%	44,3%	25,1%	39,0%	37,2%	35,9%	27,3%	24,7%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	0,0%	16,0%	13,3%	7,1%	0,0%	9,2%	14,1%
Instituições financeiras / Total	11,7%	13,4%	6,7%	22,1%	17,9%	9,4%	15,3%	15,8%
Debêntures / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	0,0%	28,9%	27,0%	27,2%	37,4%	46,0%	37,7%	33,8%
Outros/ Total	88,3%	57,8%	31,9%	37,5%	37,6%	44,6%	37,8%	36,3%
Custo								
Encargos/ Principal	1,0%	1,2%	0,3%	1,1%	1,8%	0,9%	0,5%	0,6%
Encargos ME/ Encargos Totais	96,7%	99,1%	93,8%	26,7%	33,2%	37,6%	46,9%	40,7%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND							
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	-1,02%	10,63%	16,23%	16,57%	21,86%	19,88%	23,50%	25,95%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	-63,32	5,08	6,71	5,97	2,43	3,43	2,26	1,62
EBITDA / Encargos Totais	-1,58	16,41	54,53	15,39	23,34	31,48	81,02	107,07

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível; encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

1997: EBITDA negativo.

A categoria “Outros” inclui Eletrobrás, Fungrapa, Finep, Tesouro Nacional, Refis e outros não explicitados pelas notas explicativas.

Tabela 3.52 – Características da evolução do endividamento da Bragantina

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	9.486	5.872	11.188	15.484	26.579	18.210	19.711	17.102
Perfil								
CP/Total	58,2%	40,8%	24,3%	23,2%	95,4%	95,4%	84,7%	63,2%
ME/Total	35,5%	0,0%	0,0%	63,1%	43,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	ND	ND	55,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	32,9%
Instituições financeiras / Total	ND	0,0%	9,6%	74,0%	93,4%	86,8%	76,8%	48,0%
Debêntures / Total	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	ND	55,4%	17,5%	7,1%	2,1%	7,3%	18,9%	14,0%
Outros/ Total	ND	44,6%	17,2%	18,9%	4,5%	5,9%	3,1%	5,0%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	12,3%	5,1%	3,9%	3,7%	1,7%	2,4%	5,2%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	0,0%	0,0%	8,4%	96,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND							
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	30,75%	28,84%	22,57%	18,73%	34,02%	16,54%	13,64%	6,81%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	0,74	0,43	0,93	1,25	0,77	1,47	1,34	2,16
EBITDA / Encargos Totais	ND	18,68	20,90	20,39	35,46	40,23	30,76	8,86

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível; encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

A categoria “Outros” inclui Eletrobrás, Funrede, Secretaria da Fazenda do Estado, Refis e outros não explicitados pelas notas explicativas.

Tabela 3.53 – Características da evolução do endividamento da Nacional

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	3.924	2.578	2.645	3.302	325	11.683	13.224	17.354
Perfil								
CP/Total	45,9%	60,3%	26,4%	72,9%	59,7%	99,5%	74,3%	61,0%
ME/Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	ND	ND	53,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	23,6%
Instituições financeiras / Total	ND	6,5%	5,5%	58,9%	0,0%	94,2%	64,3%	52,8%
Debêntures e Outros Títulos / Total	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	ND	60,0%	14,1%	1,2%	62,5%	5,1%	35,2%	22,5%
Outros/ Total	ND	33,5%	27,0%	39,9%	37,5%	0,6%	0,4%	1,1%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	3,1%	0,3%	2,0%	1,8%	0,2%	2,4%	0,1%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND							
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	33,07%	33,73%	24,75%	24,47%	25,64%	23,26%	23,46%	10,54%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	0,35	0,21	0,27	0,27	0,02	0,88	0,77	2,23
EBITDA / Encargos Totais	ND	154	1.222	180	2.607	605	53	338

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível; encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

A categoria “Outros” inclui Eletrobrás, Funrede e Refis.

Tabela 3.54 – Características da evolução do endividamento da CFLO

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	ND	ND	ND	69	1.095	1.073	101	3.365
Perfil								
CP/Total	ND	ND	ND	33,3%	94,6%	94,3%	47,5%	1,0%
ME/Total	ND	ND	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	ND	ND	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	97,5%
Instituições financeiras / Total	ND	ND	ND	0,0%	91,3%	91,3%	0,0%	0,0%
Debêntures / Total	ND	ND	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	ND	ND	ND	100,0%	4,5%	4,1%	60,4%	0,7%
Outros/ Total	ND	ND	ND	0,0%	4,2%	4,6%	39,6%	1,8%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	ND	2,9%	2,5%	0,2%	2,0%	0,0%
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND							
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	29,05%	25,69%	23,14%	24,31%	25,62%	22,69%	23,59%	19,31%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	ND	ND	ND	0,01	0,19	0,18	0,01	0,51
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	ND	2.452	218	3.061	3.947	6.573

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível. As DFP's de 1997 a 1999 não apresentavam a categoria “Empréstimos e Financiamentos”, em função de sua pouca representatividade. Encargos totais não incluem encargos das operações de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

A categoria “Outros” inclui Eletrobrás.

Das tabelas, pode-se tecer algumas observações sobre a evolução demonstrada. Se, por um lado, a Vale Paranapanema reduziu bastante seu endividamento de 1997 para 1998, com a transferência de ativos e passivos para a Caiuá, essa, por sua vez, é a empresa cujo saldo devedor teve a maior evolução no período analisado, passando de R\$ 15,7 milhões em 1997 para R\$ 1,46 bilhões em 2004. Esse endividamento, contudo, já desde 1998 não pode ser considerado nenhum pouco compatível com o seu desempenho operacional (aproximado pelo EBITDA), visto que então, seria necessário dezenove anos de caixas operacionais equivalentes ao desse ano para liquidar essa dívida. Em 2004, o agravamento da situação é

evidente, uma vez que seriam necessários mais de 155 anos de geração de caixa operacional equivalentes a desse ano para liquidar as dívidas de então. Vale destacar que nesse ano, a participação de empréstimo com partes relacionadas foi a mais representativa do período, chegando a 61% dos financiamentos totais.

Com exceção das distribuidoras menores (CFLO, Nacional e Bragantina), as demais teriam dificuldades em honrar o principal de suas dívidas com o caixa gerado, apresentando uma relação “Empréstimos e Financiamentos / EBITDA” superior a três¹⁷⁵ (sem contar os casos em que as empresas aferiram EBITDA negativo em 1997). A CELPA, entretanto, tem demonstrado melhora nesse perfil desde 2003.

Nas notas explicativas às DFPs das distribuidoras do Grupo Rede de 2002 consta em “Eventos Subseqüentes” que o Grupo Rede estaria implementando uma reestruturação financeira, conforme apresentado, por exemplo, nas notas explicativas às DFPs da Caiuá desse ano (pp. 62-63):

“O Grupo Rede, da qual a Companhia é integrante, efetuou o refinanciamento das dívidas de curto prazo em virtude da redução da demanda por energia elétrica nos anos de 2001 e 2002, causado pelo racionamento compulsório de energia elétrica determinado pelo Governo Federal. Em virtude dessa redução na demanda, houve necessidade de rever as projeções de geração de caixa.

O Grupo Rede elaborou um plano de reestruturação financeira com suporte do BNDES (na qual a Companhia é interveniente obrigado) e outras instituições financeiras credoras. Em 16 de dezembro de 2002, a Diretoria do BNDES aprovou o plano.

Algumas decisões tomadas com relação ao plano de reestruturação financeira:

Em 9 de janeiro de 2003, a controlada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A - CEMAT, assinou Cédula de Crédito Industrial com o BNDES no montante de até R\$ 320.000, a título de adiantamento para futura subscrição de debêntures não conversíveis. O valor liberado deverá ser utilizado para a liquidação de diversos empréstimos com vencimento no ano de 2003.

Na Assembléia Geral Extraordinária da CEMAT de 12 de março de 2003, foi aprovada a emissão de debêntures simples, nominativas e escriturais de R\$ 516.000, atualizadas pelo IGP-M e farão jus a remuneração de 12% ao ano, com prazos de vencimento variando de 84 a 93 meses contados da data de emissão, prevista para 15 de abril de 2003.

Outras características do plano de reestruturação financeira que merecem destaque são:

A renegociação de cláusulas restritivas constantes nos contratos firmados com o BNDES;

- Outras instituições financeiras credoras do Grupo Rede em decorrência de contratos de “capital de giro” e “conta garantida” aceitaram renegociar os respectivos prazos de vencimento, estabelecendo-se 6 (seis) meses de carência e 42 (quarenta e dois) meses para amortização. Esses créditos totalizam aproximadamente R\$ 120.000.
- Em dezembro de 2002, repactuaram-se créditos decorrentes da 3ª. emissão das debêntures da Companhia no valor de R\$ 114.000. Os debenturistas aceitaram dilatar o prazo de vencimento para dezembro de 2007 com amortizações programadas para dezembro de 2005, 2006 e 2007, e substituíram o indexador de atualização para o IGP-M, estabelecendo remuneração das debêntures em juros de 12,5% a.a.;

¹⁷⁵ Valor percebido aceitável pelo mercado, considerando uma breve análise efetuada sobre os *covenants* exigidos por instituições financeiras.

- O Grupo Rede comprometeu-se a desmobilizar ativos da ordem de R\$ 400.000 até o final de 2004 e cumprir algumas obrigações de desempenho financeiro e de gestão empresarial.”

Apesar de as distribuidoras terem mencionado a reestruturação em suas notas explicativas, a ANEEL, entretanto, não concedeu anuência a essa operação. A Nota Técnica 108/2003 – SFF/ANEEL aborda os argumentos para essa não anuência. Primeiramente, a operação proposta aumentaria a participação de capital de terceiros no patrimônio da CEMAT. Conforme argumentado na nota:

“Tal situação torna-se preocupante, na medida em que a estrutura de capital da CEMAT se distancia da considerada no processo de revisão tarifária, a qual baseia-se em uma equação de 50% de capital próprio para 50% de capital de terceiros. Considerando a reestruturação proposta, o percentual poderia atingir um montante superior a 80 %, o que agravaria substancialmente a situação econômica e financeira da Concessionária.

Em segundo lugar, uma vez que a operação visava¹⁷⁶ 1) o refinanciamento por parte do BNDES de recursos utilizados em aquisição de controle acionário de distribuidoras resultante dos processos de privatização estaduais, e de recursos captados pelas distribuidoras na linha FINEM com vencimento até dezembro de 2003; 2) o refinanciamento do saldo devedor do grupo junto aos bancos BBA e Unibanco, nas mesmas condições do BNDES; 3) a repactuação das debêntures da 3ª emissão da Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. (R\$ 114 milhões); e 4) a desmobilização de Ativos (R\$ 400 milhões); o BNDES e os demais credores exigiram que algumas condições fossem incorporadas na escritura de debêntures para garantir a exequibilidade dos créditos. Entre essas cabe mencionar duas condições de caráter regulatório: a obrigação de não alienar as ações de emissão da Rosal Energia S.A. e a obrigação de não realizar reorganização societária sem autorização dos debenturistas. Tais condições, conforme defendido pela ANEEL, são incompatíveis com as normas do setor (dadas pela Lei 1.848/2003), de estímulo à desveticização e, por isso, seriam inaceitáveis.

Por fim, a ANEEL identificou nessa reestruturação a utilização da CEMAT como veículo de captação de recursos financeiros para todo o conglomerado, já que apenas pequena parte dos recursos captados serviria para amortizar suas próprias dívidas. Destaca-se, ainda, que boa parte da dívida que seria refinanciada teve origem em atividades não vinculadas ao objeto social da concessão da CEMAT, “inclusive em empreendimentos de geração e outras concessões (Lajeado, Rosal, Peixe) e compras de controle acionário em processos de privatizações”¹⁷⁷. A ANEEL verificou, assim, que a proposta fez recair sobre a CEMAT “a responsabilidade de garantir o ônus de uma ampla operação de refinanciamento, com o oferecimento de seus recebíveis para benefício de outrem, já que os recursos a serem

¹⁷⁶ Vide Nota Técnica 108/2003 – SFF/ANEEL, p. 1.

¹⁷⁷ Idem, p. 8.

captados, na sua grande maioria, não seriam usados em benefício de sua própria concessão”¹⁷⁸.

Isso posto, os termos da reestruturação financeira tiveram que ser alterados e a Denerge passou a ser a parte devedora no contrato de refinanciamento firmado com o BNDES. Em contrapartida, em função das dívidas assumidas perante o BNDES, ela firmou contratos de mútuo com a Caiuá, CELPA, CELTINS e a QMRA, com prazo de vencimento de até 62 meses e remuneração a TJLP + 5% a.a.. Segundo as notas explicativas às DFPs da Caiuá (p. 25), “essa repactuação foi aprovada pela ANEEL através dos Ofícios n°s 2230, 2231 e 2232/2003 – SFF/ANEEL de dezembro de 2003”.

No ano seguinte, as distribuidoras do Grupo Rede, assim como as demais empresas do grupo, submeteram à anuência da ANEEL um plano de pagamento dos saldos devidos entre as partes até 31 de agosto de 2004, que previu a fixação de um prazo para liquidação do total da dívida num período de dez anos, uma vez que o grupo alegou incapacidade de pagamento de curto prazo. Entendeu-se que um plano de saneamento financeiro se fez necessário principalmente para “aquelas concessionárias que financiaram as partes relacionadas e foram frustradas no recebimento de seus créditos. Sobretudo para aqueles casos em que os beneficiários foram empresas não-concessionárias (QMRA Participações e Tangará Energia) ou a própria *holding* do Grupo (DENERGE)”¹⁷⁹. O plano previu a celebração de contratos de mútuo entre as partes, remunerados a 100% do CDI e com garantias das obrigações dadas pela DENERGE. Nas hipóteses de alienação de participações acionárias, previu-se também a liquidação antecipada dos débitos. A ANEEL concluiu pela viabilidade da implementação da pretendida reestruturação financeira dos contratos de mútuo, com algumas restrições, podendo-se ressaltar, contudo, a restrição de que “as partes devedoras deverão, na hipótese de venda de participações acionárias e de ativos de geração, de forma antecipada e prioritária, utilizar o resultado financeiro obtido na amortização antecipada das dívidas mantidas entre as partes relacionadas”¹⁸⁰. Deste plano de reestruturação financeira resultou, ainda, a alienação, pela Caiuá, dos investimentos na Rosal Energia S.A.; e, pela CEMAT, dos investimentos na Itamarati Norte S/A - Agropecuária.

¹⁷⁸ Ibidem, p. 9.

¹⁷⁹ Nota Técnica n° 137/2004 – SFF/ANEEL, p. 2.

¹⁸⁰ Idem, p.4.

III.8.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas

Neste ponto, analisemos, então, brevemente a magnitude não só dos investimentos das distribuidoras em coligadas e controladas (em relação aos empréstimos e financiamentos), mas também da remuneração (juros sobre capital próprio e dividendos) paga aos acionistas ou recebida de controladas e dos aportes de capital recebidos dos acionistas. As tabelas a seguir trazem a evolução desses relacionamentos de cada distribuidora com empresas ligadas.

Tabela 3.55 – A Relação da Caiuá com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	13,4%	1,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	71,5%	15,5%	10,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	1,1%	78,6%	2,4%	24,6%	10,6%	7,0%	2,7%	-8,9%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	4,2%	0,8%	0,1%	0,0%	7,6%	0,6%	0,2%	0,1%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tabela 3.56 – A Relação da Vale Paranapanema com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	6,8%	2,0%	2,6%	4,2%	26,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	10,6%	0,0%	29,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	64,4%	-43,5%	-2,6%	5,3%	-52,3%	0,0%	0,0%	0,0%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,6%	1,4%	0,7%	0,7%	1,4%	1,4%	1,1%	1,1%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tabela 3.57 – A Relação da CELTINS com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	4,2%	7,3%	1,7%	4,0%	5,1%	-1,4%	0,0%	2,3%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	11,3%	101,8%	5,9%	39,0%	11,2%	0,4%	0,0%	0,0%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tabela 3.58 – A Relação da CEMAT com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	58,1%	93,9%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	1,1%	1,9%	2,1%	0,4%	0,2%	0,0%	-11,1%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tabela 3.59 – A Relação da CELPA com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	0,0%	4,0%	1,4%	0,0%	1,9%	0,5%	3,3%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	71,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	8,1%	-2,7%	10,8%	2,5%	0,1%	0,0%	0,6%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tabela 3.60 – A Relação da Bragantina com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	16,5%	30,9%	18,1%	15,4%	184,2%	-86,7%	2,9%	4,6%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	159,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	47,8%	-559,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	7,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tabela 3.61 – A Relação da Nacional com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	34,8%	61,1%	64,0%	1000,5%	3204,0%	-40,1%	10,5%	6,3%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos em Controladas e Coligadas								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,2%	87,8%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Tabela 3.62 – A Relação da CFLO com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas /Empréstimos e Financiamentos	ND	ND	ND	2546,4%	1193,4%	81,9%	835,6%	33,8%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

A começar pela Caiuá, essa recebeu remuneração por seus investimentos ao longo de todo o período¹⁸¹ porém só propôs pagamentos de dividendos até o ano de 1999 dado que a partir desse ano apurou prejuízos em todos os exercícios, cujo saldo acumulado em 2004 era de R\$ 659 milhões. Por outro lado, o aumento de seus investimentos se deu, principalmente a partir de 1998, quando passou a controlar as demais empresas do grupo. Como consequência a essa transferência de ativos (e passivos, conforme já mencionado), a empresa sofreu seu primeiro aporte de capital da controladora Vale Paranapanema no valor de R\$ 280 milhões. Em 1999 foi a vez do BNDES Participações subscrever capital da Caiuá por meio da

¹⁸¹ Inclusive no ano de 2000, quando recebeu R\$ 350 mil (valor, contudo, insignificante face ao montante de empréstimos e financiamentos devidos).

conversão de parte do financiamento obtido pela QMRA para a aquisição da CELPA em capital. O último aporte ocorreu no ano de 2000, quando a Vale Paranapanema subscreveu e integralizou R\$ 100 milhões em capital com o objetivo de capitalizar os investimentos em Rosal e Lajeado. Em 2004, de acordo com o que já foi explicado, a Caiuá deu baixa nos seus investimentos na Rosal.

Na Vale Paranapanema nota-se, assim, o fenômeno contrário daquele verificado na Caiuá no ano de 1998 resultante da transferência de ativos para a última. Em 2001, a empresa indicou uma nova baixa de investimentos “para pré-pagamento de financiamentos”¹⁸², embora não fique claro quais investimentos foram alienados então. No que tange ao pagamento e recebimento de dividendos/ juros sobre capital próprio, como a empresa passou a aferir prejuízos a partir do ano de 2000 (chegando a um prejuízo acumulado de R\$ 506 milhões em 2004), ela deixou de pagar dividendos em 2001, tendo pago dividendos nesse ano com recursos da reserva de lucros. Na empresa, o único acionista que aportou capital durante o período analisado foi o Grupo CSW Energy (com participação minoritária em seu capital). Em 1997, foram aportados R\$ 43,75 milhões. No ano seguinte, a CSW Energy efetuou um adiantamento para futuro aumento de capital no valor de R\$ 131 milhões. Desses, R\$ 78,3 foram convertidos em capital no ano seguinte, ao passo que o restante foi transformado em dívida (financiamento). Em 2001, a Vale Paranapanema liquidou essa dívida com a CSW por meio da transferência de ações da Caiuá para essa no valor de US\$ 49 milhões¹⁸³. Ressalta-se, ainda que, em outubro de 2003, o Grupo CSW alienou sua participação acionária na Vale Paranapanema e na Caiuá em favor da Denerge por um valor simbólico, conforme Fato Relevante veiculado na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA) em 17.10.2003, claramente em um *write off* do investimento.

A reestruturação do grupo em 1998 também afetou os investimentos da Bragantina, que, conseqüentemente, alienou suas participações na Nacional, na CELTINS e na Caiuá. Desde 1998, a empresa apresentou investimento na CENF (distribuidora de energia de Nova Friburgo, cujo acionista controlador é a Cataguazes-Leopoldina), não havendo, contudo, movimentação nesse desde 1999. No mais, a Bragantina propôs pagamento de dividendos em todos anos analisados, sendo que em 2002, ano em que contabilizou prejuízo, a empresa efetuou uma reversão de dividendos propostos.

¹⁸² Vide notas explicativas às DFPs de 2001 da Vale Paranapanema, item “Investimentos”.

¹⁸³ O câmbio havia sido, contudo, pré-fixado em 1999 a R\$/US\$ 1,90.

A Nacional, assim como a Bragantina, também alienou participação na CELTINS em favor da Caiuá e apresentou participação no capital da CENF. A distribuidora, cujo endividamento oneroso é o segundo menor do grupo, também propôs pagamentos de dividendos em todos os anos analisados e promoveu, em 2002, à reversão de parte dos dividendos propostos no ano anterior.

A CELTINS, por sua vez, contabilizou prejuízos a partir de 2002. Nesse ano, a empresa reverteu parte dos dividendos propostos no ano anterior. Em contrapartida, propôs pagamento de juros sobre capital próprio e de dividendos no ano de 2004, mesmo tendo aferido prejuízo. De suas controladas a CELTINS não acusou, contudo, o recebimento dos remuneração dos investimentos realizados. Nem tão pouco apresentou ter recebido aporte de capital de seus acionistas. Corroborar-se, assim, a impressão de que a estratégia de gestão do grupo se baseou muito mais na concessão de crédito às empresas do que no investimento em capital dessas.

Em 2004, a CEMAT acumulou um prejuízo de R\$ 533 milhões devido aos prejuízos apurados nos anos de 1999, 2000, 2002, 2003 e 2004. Com exceção do ano de 2004, em que a empresa previu pagamento de juros sobre capital próprio no valor de R\$ 500 mil, a CEMAT não efetuou pagamento de remuneração a seus acionistas. Assim como a CELTINS, a CEMAT tão pouco acusou o recebimento de remuneração de seus investimentos no período em questão. Seus principais investimentos eram na empresa Itamarati Norte e na Rede Lajeado. A participação no capital da Itamarati foi, entretanto, alienada em 2004, no âmbito da reestruturação financeira do grupo. No que tange o recebimento de aportes de capital de seus acionistas, a CEMAT, no ano de sua privatização, foi capitalizada em R\$ 109 milhões por meio da conversão de debêntures e créditos detidos pelo governo do Estado e pela Eletrobrás. No mesmo ano, a Eletrobrás efetuou um adiantamento para futuro aumento de capital no valor de R\$ 295 milhões, resultantes da cessão pela Eletronorte à Eletrobrás de créditos detidos contra a CEMAT, com a finalidade de permitir o equacionamento das dívidas dessa, visando sua privatização. Em 1998, a empresa foi, então, capitalizada.

A CELPA, que foi privatizada em 1998, também sofreu capitalização da Eletrobrás e do governo do Estado do Pará no ano da privatização. Nesse ano começam também os investimentos dessa na UHE Luis Eduardo Magalhães, por meio da Rede Lajeado.

Por fim, a CFLO, a menor distribuidora do grupo, é a única entre as empresas analisadas que não apresentou investimentos em outras empresas. A CFLO apurou resultado

positivo em todos os anos analisados e também propôs o pagamento da remuneração de seus acionistas em todos os anos.

III.9 –O Grupo Cataguazes-Leopoldina

O Grupo Cataguazes-Leopoldina ou Sistema Cataguazes-Leopoldina, como se autodenominam, “tem sua principal base de atividade no setor elétrico, onde atua com cinco distribuidoras e duas geradoras (...) Está presente em Minas Gerais, Rio de Janeiro, Sergipe e Paraíba, um mercado em torno de 1,8 milhão de consumidores ou uma população de 6,5 milhões de habitantes em sua área de atendimento”¹⁸⁴.

A Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CFLCL), primeira empresa do grupo, foi fundada em 26 de fevereiro de 1905 enquanto empresa de capital privado, registrando-se na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro em 1907.

As demais distribuidoras de eletricidade foram adquiridas num curto espaço de tempo de quatro anos. Em 1997, o grupo adquiriu o controle da CENF - Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo. No mesmo ano se associou à FONDELEC, companhia norte-americana que administra fundos de *private equity* compostos por ações de empresas de países emergentes¹⁸⁵; e adquiriu a Energipe no leilão de privatização realizado em 3 de dezembro de 1997. Em 1999, o grupo adquiriu, por meio da Energipe, o controle acionário da CELB (Companhia de Eletricidade da Borborema), em Campina Grande, na Paraíba.

Em 2000, o grupo firmou nova parceria, desta vez com a norte-americana Alliant Energy. A Alliant Energy, que distribui/ fornece energia elétrica, gás natural, água e vapor nos Estado Unidos, resulta da fusão de 3 outras importantes empresas americanas. A associação com a Alliant fortaleceu a capacidade do grupo de fazer novas aquisições. Assim, ainda no ano de 2000, houve o ingresso da Alliant Energy na participação acionária da Energipe, para que essa, no intuito de expandir as atividades do grupo na atividade de distribuição, pudesse adquirir também em leilão de desestatização a Saelpa (em 2000), concessionária localizadas no Estado da Paraíba.

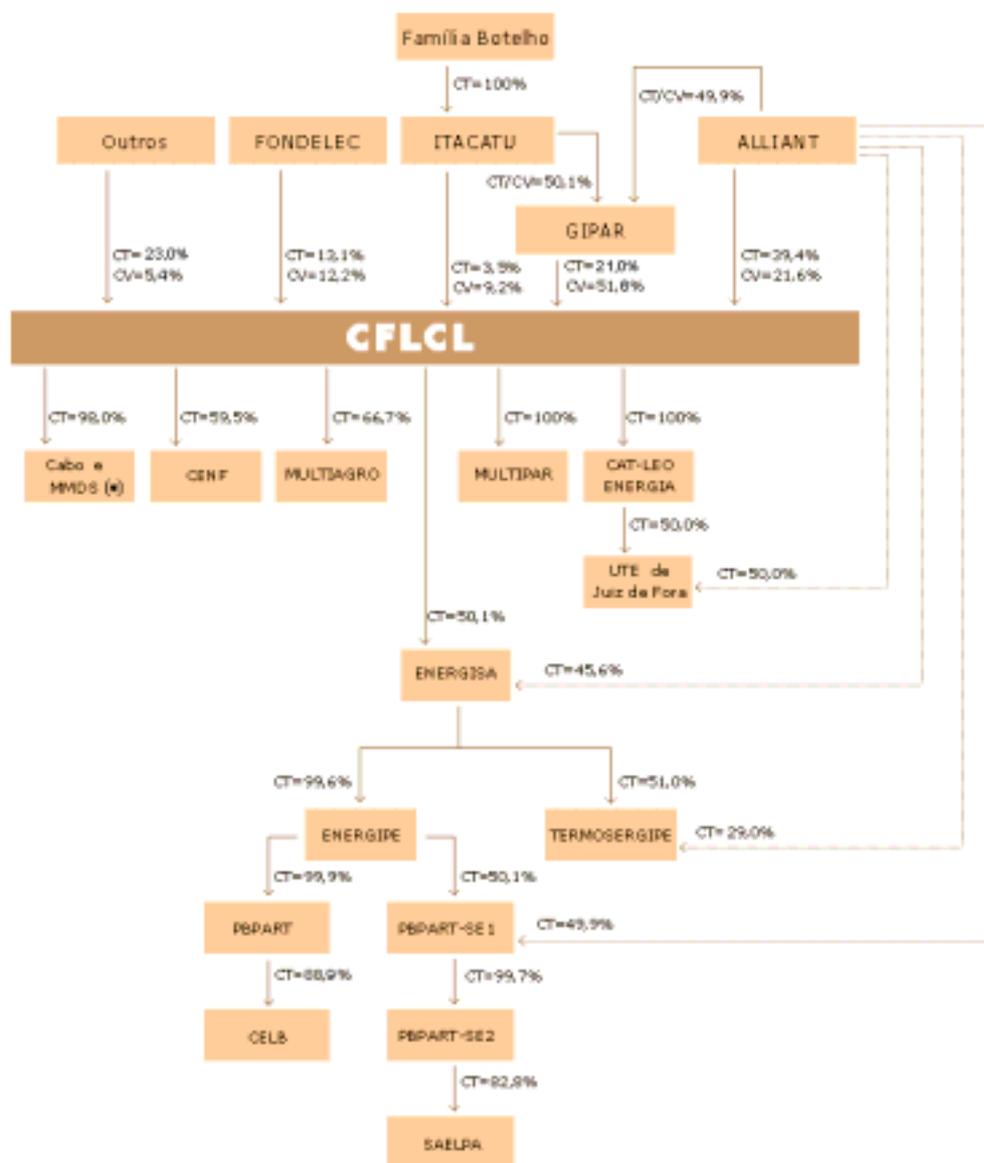
Na atividade de geração, por meio da CFLCL, o grupo também possui participação em duas termelétricas, a Termosergipe e a Usina Termelétrica de Juiz de Fora.

¹⁸⁴ Vide www.cataguazesleopoldina.com.br

¹⁸⁵ O Fondelec Group Inc. é acionista da Cataguazes-Leopoldina desde setembro de 1997, através de seus fundos: The Latin America Energy and Electricity Fund I, LP e Fondelec Essential Services Growth Fund, LP.

O organograma resumido a seguir ilustra a estrutura corporativa do grupo, evidenciando que esse não se resume, contudo, a atuar no setor elétrico.

Organograma 3.11 – Organograma do Sistema Cataguazes-Leopoldina



Fonte: www.cataguazesleopoldina.com.br.

Conforme disposto no organograma 3.11, as atividades do grupo não se restringem ao setor elétrico, conforme mencionado anteriormente, atuando a CFLCL, por meio de controladas e coligadas, também no que o grupo considera “serviços correlatos¹⁸⁶”:

¹⁸⁶ Telecabo, Teleserv, MCL Cabo e Energisa Telecom são empresas constituídas para atuar nestas áreas.

- TV a cabo e internet banda larga: por meio das empresas MCL Cabo S.A. (em que participa com 94,93% do capital), Teleserv S.A (97,38%), Telecabo S.A. (92,91%); Energisa Telecom (em fase pré-operacional);
- Serviço aéreo especializado: especificamente no segmento de inspeção aérea de linhas de transmissão, por meio da Cataguazes Serviços Aéreos de Prospecção S.A. (em que detém uma participação de 20,%);
- Agronegócios: por meio da Multiagro Agropecuária Comércio e Industria Ltda; e
- Corretora de seguros: a Multipar S.A. Planejamento e Corretora de Seguros, conforme explicitado no *site* do grupo¹⁸⁷, não se resume a atuar no ramo de corretagem de seguros, desenvolvendo atividades também “na prestação de serviços ou assistência técnica, consultoria administrativa, financeira e de mercado; a corretagem de seguros, a orientação técnica dos contratos e a assistência e a assessoria aos segurados que se fizerem necessárias, podendo atuar em todos os setores do ramo permitidos em lei; e administrar seus próprios bens e adquirir títulos negociáveis do mercado de capitais”.

Antes de dar-se início à próxima seção, que focará a análise do endividamento das distribuidoras do grupo, é relevante mencionar que o Sistema Cataguazes-Leopoldina se tornou alvo de disputas entre seus acionistas desde final de 2003.

No início de 2004, um grupo de acionistas minoritários, liderados pela Alliant, entrou na justiça para não receber os dividendos referentes a 2003, dado que, se a distribuidora não pagasse dividendos por três anos seguidos, com base na nova Lei das Sociedades Anônimas, as ações preferenciais (sem direito a voto) passariam a ter o direito de voto até que a empresa voltasse a distribuir remuneração aos acionistas. Como em 2001 e 2002 a Cataguazes apresentou prejuízo e não pagou dividendos, a Alliant e a Fondelec assumiriam o controle temporário da empresa, que era exercido pela família Botelho. Em assembleia de acionistas realizada em 7 de dezembro de 2003, a diretoria da Cataguazes aprovou o pagamento de dividendos com as reservas de capital da companhia e autorizou a redução do capital social da empresa com o objetivo de absorver os prejuízos acumulados do período. Apesar do

¹⁸⁷ Vide www.cataguazesleopoldina.com.br.

questionamento dos acionistas minoritários, a Cataguazes conseguiu distribuir dividendos e impediu que esses compartilhassem o controle da empresa¹⁸⁸.

No final de 2004, uma nova disputa acirrou o ânimo entre a Alliant e a Cataguazes-Leopoldina, desta vez em torno dos investimentos feitos na Termelétrica de Juiz de Fora. A Cataguazes quebrou o acordo de acionistas ao interromper os investimentos no ciclo combinado, o que motivou a Alliant a recorrer à corte de arbitragem em Paris, que decidiu que a Cataguazes deverá restituir a Alliant pelos investimentos já feitos por essa na termelétrica¹⁸⁹.

III.9.1 - O endividamento das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina

Nossa análise inicia-se, pois, no ano em que o grupo passa a se expandir na atividade de distribuição de energia elétrica, por meio da aquisição de distribuidoras já constituídas. No ano de 1997, a distribuidora Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina adquiriu as distribuidoras CENF, pelo montante de R\$ 56 milhões, e Energipe, por R\$ 577 milhões. A Energipe não foi adquirida diretamente pela CFLCL, mas pela empresa constituída com esse propósito, a Catleu Distribuidora Ltda., controlada pela Siderpar, que, por sua vez pertencia à CFLCL. Considerando o volume significativo de recursos necessários para a aquisição da Energipe, verifica-se que essa transação se tornou a responsável pelo elevado saldo devedor da CFLCL com o BNDES nesse ano¹⁹⁰, conforma apresentado na tabela 3.63.

¹⁸⁸ “Balanço da Cataguazes acirra disputas” – Gazeta Mercantil, 01/04/2004; “Alliant publica carta e acirra disputa com sócios na Cataguazes-Leopoldina” – Valor Econômico, 27/01/2004.

¹⁸⁹ “Cataguazes-Leopoldina terá que pagar R\$ 60 mi à Alliant” – Diário do Comércio, 07/01/2005.

¹⁹⁰ Há de se ressaltar, contudo, que na parcela referente ao endividamento junto ao BNDES deste ano estão incluídos recursos captados na linha de crédito FINAME, além de recursos da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), sendo que a participação relativa desses recursos é muito baixa no total. Nessa cifra, foram incluídos em anos seguintes também recursos captados junto ao BANESE (Banco de Sergipe), banco de fomento do Estado de Sergipe.

Tabela 3.63 – Características da evolução do endividamento da CFLCL

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	259.790	288.968	338.613	279.349	474.866	435.599	506.133	578.849
Perfil								
CP/Total	4,9%	10,3%	10,6%	15,3%	34,8%	36,5%	24,7%	44,5%
ME/Total	2,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,3%	0,2%	1,1%	16,7%	18,6%	23,6%	28,2%	32,6%
Instituições financeiras / Total	2,0%	6,1%	6,7%	9,3%	33,9%	25,3%	13,4%	27,8%
Debêntures / Total	7,9%	89,6%	85,5%	59,0%	33,0%	35,1%	46,7%	31,4%
BNDES / Total	89,0%	1,4%	3,8%	11,0%	12,1%	12,5%	8,9%	5,9%
Outros/ Total	0,8%	2,6%	2,8%	4,0%	2,4%	3,5%	2,8%	2,3%
Custo								
Encargos/ Principal	ND							
Encargos ME/ Encargos Totais	ND							
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND							
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	28,04%	31,27%	26,56%	27,20%	32,75%	15,23%	29,66%	22,07%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	11,77	9,95	12,20	7,72	7,46	17,75	8,46	10,86
EBITDA / Encargos Totais	ND							

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível: as demonstrações financeiras das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina não apresentam os encargos relacionados aos empréstimos e financiamentos de forma segregada, nem tão pouco aqueles resultantes de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

O financiamento do BNDES para essa aquisição, contudo, previa a conversão do saldo devedor, de mais de R\$ 357 milhões, em debêntures a serem emitidas em parte pela própria CFLCL (34%), mas também pela Siderpar (24%) e pela Catleo Distribuidora (41%). Deste fato deriva que, nos anos seguintes, o endividamento tenha se concentrado na categoria “debêntures”¹⁹¹.

Os recursos captados para a aquisição da Energipe constituem o principal componente do endividamento até o ano de 2001, ano em que a empresa captou um elevado montante de recursos junto a instituições financeiras para financiar sua operação. Nota-se, ainda, que o saldo devedor em empréstimos e financiamentos aumentou 70% entre os anos de 2000 e 2001 e que a partir de 2001 a parcela de curto prazo do endividamento aumentou. Com base nas notas explicativas às DFPs da CFLCL de 2001, é possível concluir que esse aumento no endividamento resultou também da estratégia de expansão do grupo e que essa passou a comprometer o desempenho financeiro da empresa:

“A CFLCL apresentava o capital circulante líquido negativo em 31 de dezembro de 2001 e 2000 de R\$ 102.510 (R\$ 413.132 no consolidado) e R\$ 53.325 (R\$ 268.377 no consolidado), respectivamente. Este desequilíbrio decorre, basicamente, da aquisição do controle acionário da Saelpa, em 30/11/2000 e do Programa Emergencial de Racionamento, instituído pelo Governo Federal a partir de 01/06/2001, que reduziu a receita da CFLCL, no período de junho a dezembro de 2001 em aproximadamente 20%.”¹⁹²

¹⁹¹ Embora não se faça referência nas notas explicativas da CFLCL no ano de 1997 ou nos seguintes, conclui-se que essas debêntures foram subscritas pelo BNDES, credor da CFLC nesses recursos. Neste sentido, embora os montantes passem a ser categorizados na cifra “debêntures”, o credor permanece sendo o BNDES.

¹⁹² Valores em milhares de Reais.

No ano de 2002 iniciam-se os ingressos dos recursos do BNDES referentes ao Acordo Geral do Setor Elétrico, porém é em 2003 que se verifica um novo aumento significativo do endividamento como consequência da 6ª emissão de debêntures, no montante de R\$ 107 milhões.

Por outro lado, as notas explicativas às DFPs da CFLCL de 2003 divulgam “ a finalização em outubro do programa de reestruturação do endividamento das empresas que compõem o Sistema Cataguazes-Leopoldina, no valor aproximado de R\$ 570 milhões, compatibilizando os vencimentos de suas dívidas de curto prazo com as respectivas gerações de fluxo de caixa e restabelecendo a liquidez de curto prazo”. Os dados apresentados na tabela 3.63, entretanto, não corroboram uma melhoria significativa no perfil de endividamento da CFLCL e nem na compatibilização desse endividamento à geração de caixa da empresa, uma vez que nesse ano, mesmo após verificada uma melhoria nessa compatibilização, o saldo dos empréstimos e financiamentos equivalia a mais de oito vezes essa geração de caixa.

De fato, o ano de 2002 foi o ano em que a empresa apresentou seu pior desempenho operacional em consequência do racionamento de energia. As notas explicativas às DFPs deste ano atribuem o mau desempenho também aos “atrasos nos recebimentos dos seus créditos junto ao MAE - Mercado Atacadista de Energia e das compensações do racionamento, que impactaram negativamente o fluxo de caixa do Sistema Cataguazes-Leopoldina, culminando num resultado consolidado negativo de R\$ 73 milhões no exercício”.

Em 2004, mesmo depois da reestruturação do endividamento, o perfil desse se deteriorou uma vez que 50% do saldo devedor em debêntures passou a apresentar vencimento em 2005, elevando de maneira significativa a parcela de curto prazo da dívida.

Vale ainda mencionar que o endividamento com partes relacionadas adquiriu relevância crescente enquanto fonte de recursos principalmente a partir do ano de 2000. Se até 2001, esse recurso tinha origem apenas em empresas controladas e coligadas, a partir de 2002, acionistas como Alliant e os fundos da FODELEC passaram a aportar recursos na CFLCL sob a forma de mútuos¹⁹³.

A análise do endividamento da Energipe, por sua vez, se inicia no ano de sua privatização. No ano de 1997, a empresa encerrou o exercício com prejuízos (face ao fraco

¹⁹³ Duas operações de mútuo, relacionadas à UTE de Juís de Fora, não foram contabilizadas como “partes relacionadas”, uma vez que as notas explicativas não possibilitaram que se discriminasse esses recursos dos

desempenho operacional - vide margem EBITDA na tabela 3.64). Nesse contexto, a empresa recorreu inclusive a captações em moeda estrangeira junto a instituições financeiras. Os empréstimos em moeda estrangeira foram significativos para a empresa nesse ano, e presentes na composição de seu endividamento até o ano de 2000.

Em 1999, a Energipe registrou outro resultado negativo ao final do exercício, o que se deveu à amortização do ágio resultante da incorporação, em 1998, da sua controladora, Catleo Distribuidora¹⁹⁴. Apesar de se ter adotado a amortização ao longo do período da concessão (e não em apenas dez anos), o resultado de 1999 não suportou a amortização do ágio neste ano.

Tabela 3.64 – Características da evolução do endividamento da Energipe

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	35.490	244.991	279.123	278.705	513.077	402.346	412.850	457.553
Perfil								
CP/Total	7,9%	4,1%	21,9%	20,7%	51,2%	53,3%	20,9%	55,1%
ME/Total	35,8%	5,5%	3,3%	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	14,5%	18,3%	5,7%	1,0%	3,6%	0,0%	1,4%
Instituições financeiras / Total	35,8%	5,5%	5,1%	6,0%	30,5%	14,1%	10,9%	19,0%
Debêntures / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	24,6%	72,6%	70,0%	81,2%	65,0%	76,6%	84,6%	75,8%
Outros/ Total	39,6%	7,4%	6,6%	7,0%	3,5%	5,7%	4,5%	3,8%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	2,01%	24,95%	28,43%	17,59%	34,84%	28,06%	29,75%	33,00%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	13,99	6,47	6,20	8,62	5,36	6,10	4,54	4,04
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível: as demonstrações financeiras das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina não apresentam os encargos relacionados aos empréstimos e financiamentos de forma segregada, nem tão pouco aqueles resultantes de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

Em 2001, a Energipe, além de apresentar prejuízo no exercício, chegou a aferir capital circulante líquido negativo em R\$ 206 milhões, o que a empresa atribuiu ao racionamento de energia e à aquisição da Saelpa no ano anterior. Neste ponto é importante mencionar que, nos anos de 1999 e 2000, a Energipe adquiriu o controle indireto da CELB e da Saelpa, por meio das empresas Pbpart e Pbpart SE 1 (sociedades de propósito específico - SPEs), respectivamente. Para essas aquisições, as SPEs captaram recursos junto ao Estado da Paraíba (no caso da Saelpa) e junto ao BNDES, este último no montante de R\$ 44.165 para a aquisição do controle acionário da CELB¹⁹⁵. Verifica-se, pois, que, além de as aquisições

demais (provavelmente estão incluídos na categoria "instituições financeiras"). Em 2003, o valor devido referente a essa operação era de R\$ 27,9 milhões e, em 2004, de R\$ 50,9 milhões.

¹⁹⁴ O que gerou um aumento de capital de R\$ 254.945 correspondente ao acervo líquido incorporado (não incluída na tabela 3.64, já que não resulta de ingresso de recursos na empresa).

¹⁹⁵ Esses valores não constam, contudo, nos dados da tabela 3.64, uma vez que esta visa retratar apenas os empréstimos e financiamentos captados diretamente pela distribuidora Energipe (dados da controladora).

terem impactado de forma negativa no resultado da empresa, existe uma parcela significativa do endividamento que precisou ser assumida indiretamente pela empresa.

Nota-se, ainda que, a partir de 2001, o perfil do endividamento da Energipe se deteriorou na medida em que, tanto em 2001 quanto em 2002, mais de 50% da dívida apresentava vencimento no curto prazo. A já mencionada reestruturação do endividamento do grupo, em 2003, alongou o vencimento dos empréstimos e financiamentos somente neste ano, uma vez que novamente em 2004 a empresa apresentava uma parcela significativa de seu saldo devedor com vencimento no curto prazo. Desta situação em 2004 nas duas maiores empresas do grupo, CFLCL e Energipe, deduz-se que no ano seguinte o grupo teria novamente necessidade de efetuar uma nova reestruturação de seu endividamento buscando alongar o seu vencimento.

No que tange à composição da dívida, verificamos, que o BNDES¹⁹⁶ constituiu a principal fonte de recursos de terceiros da Energipe ao longo do período analisado. A empresa não apresenta por meio das notas explicativas a suas DFPs, a razão para a captação desses recursos, destarte não se entende, por exemplo, porque o montante devido ao banco aumentou mais de 1940% de 1997 para 1998. Entretanto, alguns comentários podem ser tecidos:

- Como ocorrido nas demais empresas do grupo, a partir de 2002, passaram a compor o saldo devedor junto ao BNDES os recursos da recomposição tarifária extraordinária e da CVA;
- Compuseram também esse saldo devedor recursos captados na linha de FINAME;
- Em 2002 a empresa apresentou também um financiamento junto ao BNDES remunerado pelo CDI, o que é bastante atípico, considerando-se toda a amostra de empresas analisadas.

Por outro lado, nota-se também que a Energipe, assim como as demais empresas do grupo (com exceção da CFLCL, como já vimos), não efetuou captações por meio de emissões de títulos. Entretanto, embora de forma não consistente e em volumes pouco representativos, a empresa também recorreu a recursos de partes relacionadas¹⁹⁷.

¹⁹⁶ Inclui recursos captados junto ao BANESE.

¹⁹⁷ Vale, neste ponto destacar que, apesar de os recursos captados de partes relacionadas sempre serem categorizados pelas notas explicativas às DFPs das distribuidoras do grupo como recursos de longo prazo,

Analise os, agora, a evolução do endividamento da Saelpa com base na tabela 3.65 a seguir:

Tabela 3.65 – Características da evolução do endividamento da Saelpa

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	23.842	28.710	30.046	32.306	119.286	157.525	179.029	179.326
Perfil								
CP/Total	21,7%	31,1%	47,6%	46,2%	37,9%	64,4%	45,3%	62,3%
ME/Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	48,1%	7,9%	22,8%	13,2%
Instituições financeiras / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	35,7%	53,4%	50,0%	61,3%
Debêntures / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	25,1%	19,8%	20,6%
Outros/ Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	16,1%	13,6%	7,3%	5,0%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	6,52%	7,38%	7,76%	-40,72%	2,48%	29,22%	24,53%	16,92%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	2,49	2,30	2,07	-0,32	15,39	1,72	2,09	2,52
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível: as demonstrações financeiras das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina não apresentam os encargos relacionados aos empréstimos e financiamentos de forma segregada, nem tão pouco aqueles resultantes de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

Considerando que a empresa só foi privatizada em 2000, nota-se uma inflexão significativa na composição do endividamento com a mudança da propriedade, de estatal para privada. Até o ano de 2000, inclusive, a empresa apresentava margens baixíssimas e um endividamento baseado nos recursos da Eletrobrás e da Chesf¹⁹⁸. No ano de 2000, a margem EBITDA chegou a ser negativa porque, sob nova direção, optou-se por criar uma provisão para contingências e aumentar a provisão para devedores duvidosos¹⁹⁹, além disso, verificou-se uma elevação nos custos referentes a transporte de potência. Tanto em 2000 quanto em 2001, a empresa aferiu prejuízos. Por outro lado, a partir de 2001, a margem EBITDA da Saelpa se recuperou e superou àquelas do período anterior à privatização.

A composição do endividamento após a privatização, ficou mais centrada nos recursos captados junto a instituições financeiras. Destaca-se, contudo, que os montantes verificados na categoria “BNDES”, a partir de 2002, dizem respeito aos recursos do Acordo Geral do

verifica-se que muitos desses venceram no curto prazo, uma vez que, de ano para ano, evidencia-se uma grande alternância entre as empresas relacionadas credoras.

¹⁹⁸ A partir de 2001, a categoria “outros” passa a incluir também recursos da Funasa, empresa de seguridade social. Neste ponto é importante mencionar que para as empresas CFLCL, CENF e CELB, a categoria “outros” era composta apenas por saldos devedores em relação à Eletrobrás. Para a Energipe, além da Eletrobrás, a categoria também incluiu os saldos devedores com a Inergus, empresa de seguridade social.

¹⁹⁹ Neste ponto tem-se uma falha clara do EBITDA enquanto aproximação do fluxo de caixa operacional: as provisões são redutoras do EBITDA embora não constituam uma saída de caixa.

Setor Elétrico²⁰⁰. Os empréstimos de partes relacionadas também se tornam presentes após 2001.

Vale ressaltar que, ao contrário do ocorrido com CFLCL e Energipe, o endividamento da Saelpa pareceu adequado à capacidade de geração de caixa da empresa, com exceção dos anos de ajuste (200 e 2001), não chegando a superar o EBITDA em mais de três vezes.

Consideremos, por fim, as duas pequenas distribuidoras do grupo, CENF e CELB (tabelas 3.66 e 3.67). Ambas as empresas apresentaram endividamentos compatíveis com sua geração de caixa (aproximada pelo EBITDA).

Tabela 3.66 – Características da evolução do endividamento da CENF

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	ND	880	561	1.175	6.139	14.036	17.574	13.796
Perfil								
CP/Total	ND	6,6%	84,1%	58,2%	91,2%	45,8%	40,6%	62,4%
ME/Total	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	ND	76,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Instituições financeiras / Total	ND	0,0%	71,3%	53,0%	91,6%	29,5%	49,9%	46,2%
Debêntures e Outros Títulos / Total	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	ND	23,9%	28,7%	8,0%	0,6%	63,3%	46,9%	50,8%
Outros/ Total	ND	0,0%	0,0%	39,0%	7,9%	7,2%	3,2%	3,0%
Custo								
Encargos/ Principal	ND							
Encargos ME/ Encargos Totais	ND							
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND							
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	13,68%	19,22%	19,89%	22,65%	25,64%	28,97%	8,55%	16,55%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	0,00	0,17	0,10	0,15	0,59	1,06	4,15	1,33
EBITDA / Encargos Totais	ND							

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível: as demonstrações financeiras das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina não apresentam os encargos relacionados aos empréstimos e financiamentos de forma segregada, nem tão pouco aqueles resultantes de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

²⁰⁰ Nas notas explicativas às DFPs da Saelpa de 2002 a 2004 verifica-se que aproximadamente 2% dos recursos do BNDES ingressaram por outra linha, que não aquelas relacionadas ao racionamento. Não há contido detalhamento sobre esses recursos.

Tabela 3.67 – Características da evolução do endividamento da CELB

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	840	1.346	925	12.637	23.092	38.230	38.777	32.815
Perfil								
CP/Total	54,0%	50,7%	37,9%	9,5%	19,2%	38,8%	45,9%	54,3%
ME/Total	0,0%	0,0%	0,0%	77,4%	50,2%	42,4%	27,9%	23,6%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	0,0%	0,0%	9,5%	30,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Instituições financeiras / Total	47,6%	29,7%	0,0%	84,2%	62,4%	63,1%	69,1%	67,2%
Debêntures e outros títulos / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	32,3%	30,2%	32,4%
Outros/ Total	52,4%	70,3%	100,0%	6,3%	7,0%	4,5%	0,7%	0,5%
Custo								
Encargos/ Principal	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Encargos ME/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	17,20%	7,72%	11,14%	15,36%	-8,73%	16,74%	12,01%	17,19%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	0,16	0,47	0,20	1,70	-3,92	3,63	4,60	2,33
EBITDA / Encargos Totais	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: ND – não disponível: as demonstrações financeiras das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina não apresentam os encargos relacionados aos empréstimos e financiamentos de forma segregada, nem tão pouco aqueles resultantes de empréstimos e financiamentos entre partes relacionadas.

Assim como a Saelpa, ambas receberam os recursos referentes à recomposição tarifária extraordinária BNDES e sua principal fonte de financiamento foram as instituições financeiras. Por outro lado, as operações com partes relacionadas foram poucas, se comparado com as demais empresas do grupo.

Entre as duas empresas existem contudo duas diferenças que merecem ser apontadas:

1) a CENF apresentou ao longo de todo o período um saldo devedor junto ao BNDES relativo a recursos da linha FINAME; 2) a partir do ano de 2000, a CELB passou a captar recursos em moeda estrangeira junto a instituições financeiras e se revelou a empresa do grupo que apresentou a maior participação relativa de empréstimos em moeda estrangeira ao longo do período.

III.9.2 - A relação das distribuidoras com outras empresas do grupo e com os acionistas

Com base no organograma apresentado na introdução sobre o grupo, é possível verificar que a distribuidora Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina se tornou a *holding* do grupo, o que explica, por exemplo, um elevado investimento no ano de 1997 (tabela 3.68), que diz respeito às aquisições da CENF e da Energipe. Por outro lado, a tabela 3.68 também demonstra que a atuação da CFLCL se centrou mais na concessão de empréstimos e financiamentos ou de adiantamentos para futuros aumentos de capital a essas empresas do que na capitalização de fato. Por outro lado, nota-se, também, que a CFLCL recebeu, ao longo de todo o período, a remuneração desse investimento, embora os valores

recebidos tenham apresentado pouca representatividade em relação ao valor aportado pela empresa e ao endividamento dessa.

Tabela 3.68 – A Relação da CFLCL com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	2,6%	0,0%	0,0%	14,0%	0,0%	0,0%	3,3%	2,9%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	18,5%	83,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-10,7%	0,0%
Investimentos								
Investimento / Empréstimos e Financiamentos	140,9%	31,7%	2,4%	5,1%	0,0%	0,0%	8,9%	0,0%
AFAC em Controladas e Coligadas								
AFAC/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	26,9%	13,5%	18,4%	7,6%
Empréstimos e Financiamentos a Partes Relacionadas								
Empréstimos a Receber/ Empréstimos e Financiamentos	48,9%	19,4%	18,4%	12,4%	4,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos								
Remuneração do Investimento/ Empréstimos e Financiamentos	0,1%	0,5%	0,1%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	1,8%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: AFAC: adiantamento para futuro aumento de capital.

As baixas de investimento não são verificáveis, uma vez que o DOAR só faz alusão ao “valor residual dos ativos permanente baixados”, o que inclui também o imobilizado, não segregando, pois, a parcela específica do investimento.

Mesmo não sendo verificável no organograma, os investimentos do grupo em geração foram além das duas termelétricas. A CFLCL realizou também, ao longo do período analisado, investimentos na construção de pequenas centrais hidrelétricas²⁰¹. Em 2003, a empresa detinha dezenove PCHs, perfazendo uma capacidade instalada de 106 MW.

Por outro lado, foi a alienação de duas dessa PCHs que deram origem à mencionada disputa entre os acionistas. As notas explicativas às DFPs de 2003 da CFLCL trazem o ponto de discórdia:

“No exercício, a CFLCL alienou as ações das Centrais Hidrelétricas Grapon S/A (controlada as CFLCL), detentora das pequenas Centrais Hidrelétricas Ivan Botelho I e Túlio Cordeiro de Mello de capacidade total instalada de 40 MW. Tal transação resultou na transferência do financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social no valor de R\$ 51.700 mil, referente à construção dessas usinas. Em 20 de fevereiro de 2004, foi realizada a liquidação financeira do contrato de compra e venda dessas ações, que gerou um crédito para a CFLCL no valor aproximado de R\$ 79.957 mil. Essa operação resultou numa recita no exercício de 2003, líquida dos custos contábeis dos ativos vendidos, no valor aproximado de R\$ 45.248 mil.”

Constata -se, pois, que foi essa a operação que possibilitou a obtenção de um resultado positivo no ano de 2003, o que deu margem ao pagamento de dividendos (com base nas reservas de capital da companhia), impedindo que os acionistas minoritários passassem a participar da gestão da empresa, conforma já mencionado. A disputa diz respeito à obtenção de um resultado positivo no ano de 2003 com base numa operação que só se concretizou no ano seguinte.

²⁰¹ Não se sabe, contudo, por meio de que empresa do grupo esses investimentos foram realizados.

Se, por um lado, a baixa desse investimento não é verificável na tabela 3.68²⁰², por outro, nessa se constata a também já mencionada autorização de redução do capital social da empresa em 2003 com o objetivo de absorver os prejuízos acumulados do período. Assim, com relação ao capital da CFLCL, destaca-se, ainda que os acionistas só realizaram capitalizações na empresa nos anos de 1997 e 1998, provavelmente no intuito de auxiliar no financiamento da aquisição da CENF e da Energipe.

No que tange à relação das empresas do grupo com a Alliant, merece destaque o fato de essa, antes dos conflitos com os acionistas controladores das empresas do grupo, ter firmado um acordo de acionistas com a Energipe para capitalizar a Pbpert SE 1, controladora da Saelpa. Já nas notas explicativas às DFPs do ano de 2000, ano de aquisição da Saelpa, no item “Eventos Subseqüentes”, a Energipe identificou a necessidade de reduzir a sua participação no capital da Pbpert SE 1, controladora da Saelpa, em razão de não ter capacidade financeira de aportar capital nessa. Segundo as notas explicativas, “esta capitalização demonstra a intenção dos acionistas em continuar dando apoio financeiro à Companhia [Energipe].”. Pelo contrato, a Alliant passaria a participar com até 49% do capital votante e total da Pbpert SE 1. Em janeiro de 2002, a Alliant capitalizou a Pbpert SE 1 em R\$ 91.909 milhões.

A tabela 3.69, a seguir, nos mostra que, apesar de a Energipe só ter efetuado investimentos significativos nas controladas Pbpert e Pbpert SE1 em 2001, quando integralizou capital, dividendos e juros sobre capital próprio nessas no valor de R\$ 105,7 milhões; assim como a CFLCL, sua atuação se deu muito mais por meio da concessão de mútuos às partes relacionadas ou por meio de adiantamentos para futuros aumentos de capital²⁰³.

Tabela 3.69 – A Relação da Energipe com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2003
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	58,6%	37,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	20,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Empréstimos e Financiamentos a Partes Relacionadas e AFAC								
Empréstimos a Receber e AFAC/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	1,7%	85,4%	65,9%	51,9%	60,3%	64,4%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: AFAC: adiantamento para futuro aumento de capital.

²⁰² Vide observações à tabela.

²⁰³ Diferentemente de como foi apresentado nas notas explicativas às DFPs da CFLCL, os empréstimos e financiamentos a partes relacionadas e as operações de AFAC não foram segregadas nas notas explicativas às DFPs da Energipe.

As baixas de investimento não são verificáveis, uma vez que o DOAR só faz alusão ao “valor residual dos ativos permanente baixados”, o que inclui também o imobilizado, não segregando, pois, a parcela específica do investimento.

A Energipe, por sua vez, também só recebeu aportes de capital de seus acionista nos anos de 1997 e 1998, mas tão pouco realizou pagamentos de dividendos ou juros sobre capital próprio para esse nesse período (com exceção do valor insignificante de 1998).

Já a Saelpa, essa não efetuou um único pagamento sequer de dividendos ou juros sobre o capital próprio ao longo do período (tabela 3.70). Enquanto estatal, as notas explicativas apontaram que os acionistas optaram nos anos de 1997 a 1999 pela não distribuição do resultado, pela constituição de uma reserva de dividendos.

Tabela 3.70 – A Relação da Saelpa com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	69,5%	60,1%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido / Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Empréstimos e Financiamentos a Partes Relacionadas								
Empréstimos a Receber/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,5%	7,0%	26,7%	16,6%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Nota-se, também, que a empresa só sofreu capitalização por parte dos acionistas ainda enquanto estatal e que não investiu em outras empresas. Por outro lado, destaca-se que a Saelpa também foi utilizada como fonte de recursos para outras empresas do grupo a partir de 2001, sendo que em 2003 o valor a receber dessas equivalia a quase 27% do total que a própria Saelpa devia a seus credores.

A mesma observação pode ser feita, finalmente, em relação às duas menores distribuidoras do grupo, conforme apresentado nas tabelas a seguir:

Tabela 3.71 – A Relação da CENF com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	ND	74,3%	105,2%	116,9%	25,1%	12,2%	9,4%	38,9%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	ND	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento / Empréstimos e Financiamentos	ND	0,0%	0,0%	1,5%	0,3%	0,2%	0,1%	0,2%
Empréstimos e Financiamentos a Partes Relacionadas								
Empréstimos a Receber/ Empréstimos e Financiamentos	ND	0,0%	112,7%	139,4%	9,9%	39,8%	112,4%	88,5%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: AFAC: adiantamento para futuro aumento de capital.

As baixas de investimento não são verificáveis, uma vez que o DOAR só faz alusão ao “valor residual dos ativos permanente baixados”, o que inclui também o imobilizado, não segregando, pois, a parcela específica do investimento.

Tabela 3.72 – A Relação da CELB com partes relacionadas

	1998	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Remuneração dos Acionistas								
Remuneração dos Acionistas / Empréstimos e Financiamentos	204,4%	0,0%	67,6%	4,3%	0,0%	0,0%	2,5%	2,2%
Aportes de Capital								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	27,4%	2,3%	162,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Investimentos								
Investimento Líquido/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	3,2%	0,2%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%
Empréstimos e Financiamentos a Partes Relacionadas								
Empréstimos a Receber/ Empréstimos e Financiamentos	105,5%	0,0%	0,0%	32,9%	23,5%	13,2%	15,7%	37,0%

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: AFAC: adiantamento para futuro aumento de capital.

As baixas de investimento não são verificáveis, uma vez que o DOAR só faz alusão ao “valor residual dos ativos permanente baixados”, o que inclui também o imobilizado, não segregando, pois, a parcela específica do investimento.

No caso da CENF, contudo, salta aos olhos que o saldo credor com partes relacionadas muitas vezes superou o total dos empréstimos e financiamentos devidos. Além disso, a empresa também remunerou seus acionistas em todos os anos analisados. Por outro lado, não recebeu nenhum aporte de capital desses, diferentemente do ocorrido na CELB. Vale notar que esses aportes ocorreram, entretanto, quando a CELB ainda era uma empresa estatal.

III.10 – O caso da CEMAR

A Companhia Energética do Maranhão, CEMAR, distribuidora privatizada em 21 de junho de 2000, é o único caso de distribuidora privatizada até 2004 que sofreu intervenção da ANEEL. No leilão de privatização saiu vencedor o consórcio Brisk Participações Ltda., que adquiriu 86,22% do capital votante e 84,67% das ações totais da CEMAR, liderado pela Pennsylvania Power & Light (PP&L). Já no ano de 2000, os novos controladores indicavam uma situação de desequilíbrio financeiro da empresa, embora acreditassem em seu saneamento. As notas explicativas às DFPs desse ano argumentam que:

“A companhia apresenta, em 31 de dezembro de 2000, excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de cerca de R\$ 50 milhões, situação essa que não deverá impactar as operações da companhia em função das renegociações dos empréstimos e financiamentos com parcelas de curto prazo, gestões de cobranças de contas em atraso e do programa de religações e instalação de novos medidores, ações essas já em curso.”

A renegociação da dívida com credores agravou o problema de alavancagem financeira da empresa. No ano de 2001, a empresa afirmou, por meio das notas explicativas às suas DFPs²⁰⁴ que:

“Na composição da estrutura de capital constata-se uma elevação do capital de terceiros devido à postergação de pagamentos a fornecedores e intuições financeiras, fruto de negociações realizadas pela administração juntamente com partes envolvidas. A fim de adequar os recursos necessários para capital de giro e seu programa de investimentos, a administração vem trabalhando em renegociações de empréstimos e contas a pagar com parcelas de curto prazo, e está conduzindo processo para renovação e obtenção de linhas de empréstimos e financiamentos.”

²⁰⁴ No item “Contexto Operacional”.

Assim, a busca pela readequação das dívidas da empresa acabou impactando no seu resultado e corroendo seu patrimônio líquido ao longo do período, conforme demonstrado na tabela a seguir mostra:

Tabela 3.73 – Características da evolução do endividamento da CEMAR

R\$ mil	2001	2002	2003	2004
Prejuízo Operacional	77.906	108.079	47.749	29.404
Prejuízo Acumulado	492.059	612.880	665.879	696.954
Capital Circulante Negativo	75.000	248.837	290.986	NA
Passivo a descoberto	NA	93.527	146.060	NA

Fonte: Notas Explicativas às DFP's de 2001 a 2004

Elaboração própria.

Obs.: NA: não se aplica, visto que nesses anos os referidos valores foram positivos.

Prejuízo Operacional: inclui resultado financeiro.

No início do ano de 2002, a CEMAR publicou Fato Relevante informando que a PP&L anunciou que não faria investimentos adicionais na CEMAR, reconhecendo uma perda no resultado do exercício de 2001, no montante de US\$ 217 milhões, de um total de US\$ 317 milhões investidos na empresa. Segundo as notas explicativas às DFPs²⁰⁵ desse ano,

“essa decisão decorre da conjunção de uma série de fatores que afetam significativamente o resultado operacional da Companhia, tais como a prolongada seca que atingiu o país, o consequente racionamento de energia elétrica, a ausência de liquidações financeiras no Mercado Atacadista de Energia - MAE (ora extinto por recente Medida Provisória), a defasagem tarifária das distribuidoras de energia e as incertezas regulatórias advindas dessa situação.”

Em agosto do mesmo ano, a controladora Brisk entrou com pedido de concordata da CEMAR, o que foi seguido pela intervenção cautelar administrativa da ANEEL na CEMAR (Resolução 439/02) e pela extinção da concordata preventiva, o que evitou a aceleração dos vencimentos dos passivos, inclusive de debêntures emitidas no ano anterior, contribuindo para a continuidade das operações da CEMAR. Entre as razões consideradas pela ANEEL para a intervenção, pode-se destacar, conforme mencionado nas notas explicativas às DFPs²⁰⁶ de 2002:

“ * a situação financeira da concessionária observada como crítica em relatórios de fiscalização, as dificuldades de novas captações e de reestruturação da dívida que poderiam comprometer, em curto espaço de tempo, a operação, manutenção, expansão e ampliação do sistema elétrico e a consequente prestação do serviço adequado aos consumidores;

* o parecer dos auditores independentes, relativo às Demonstrações Financeiras da CEMAR encerradas em 31 de dezembro de 2001, com parágrafo de ênfase indicando que os constantes prejuízos, excesso de passivos sobre ativos circulantes e as incertezas quanto à obtenção de recursos financeiros “suscitam dúvidas sobre a continuidade operacional da COMPANHIA”;

* a publicação de Fato Relevante pela administração da COMPANHIA informando anúncio efetuado pela controladora de que não mais faria investimentos na CEMAR e a posterior comunicação feita à

²⁰⁵ Idem.

²⁰⁶ No item “Concordata Preventiva e Intervenção Administrativa da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL”.

ANEEL, pelo acionista controlador, de sua decisão de retirar-se da sociedade, com a apresentação de requerimento solicitando a transferência do controle societário indireto detido pela PPL Global & LLC, na CEMAR”

Em abril de 2004, a ANEEL, por meio da Resolução Autorizativa n.º 181, determinou o encerramento da intervenção administrativa na CEMAR., com a transferência do controle acionário da CEMAR para a empresa SVM Participações e Empreendimentos Ltda, do grupo GP Investimentos. A SVM foi selecionada pela ANEEL com base na aprovação, pelos credores da CEMAR, das condições apresentadas pela SVM para o equacionamento das dívidas da empresa. As notas explicativas às DFPs de 2003²⁰⁷ argumentam ainda que a ANEEL “considerou que a proposta da empresa tem condições de melhorar a saúde financeira da concessão, e permitirá novos investimentos que reverterão no aperfeiçoamento da qualidade dos serviços prestados aos consumidores”.

Conseqüentemente, no ano de 2004, a SVM obteve sucesso na renegociação das dívidas da CEMAR com o correspondente alongamento de seu perfil o que possibilitou com que o passivo a descoberto fosse revertido nesse ano, e com que a CEMAR voltasse a apresentar um patrimônio líquido positivo de R\$ 155 milhões em 31 de dezembro de 2004.

III.10.1 – A GP Investimentos

A GP Investimentos é definida em seu site²⁰⁸ como sendo “uma empresa gestora de recursos especializada na gestão de fundos de investimentos em *alternative assets* de longo e curto prazos. Seus principais produtos são *Private Equity*, Fundos Derivativos e Fundos com Lastro Imobiliário”.

A empresa foi criada em 1993 por Beto Sucupira, Marcel Telles, Jorge Paulo Lemann e Roberto Thompson, como administradora de fundos de *private equity*. Administradores de fundos de *private equity* captam recursos no mercado de capitais nacional e internacional para investi-lo em empresas que tenham potencial de crescimento e de valorização. Para atingir esse objetivo, os administradores desses fundos participam ativamente na gestão da empresa.

Até 2000, os recursos foram captados exclusivamente no exterior, junto a grandes investidores institucionais europeus e norte americanos , com AIG Investment Corporation, Capital Group, International Finance Corporation.

²⁰⁷No item “Eventos Subseqüentes”.

²⁰⁸www.gpinvestimentos.com.br

Somente a partir de 2003 é que a GP passou a constituir fundos derivativos e fundos com lastro imobiliário.

A GP Investimentos, por meio de seus fundos de *private equity* possui capital ou já possuiu capital das seguintes empresas (o que inclui a CEMAR):

Tabela 3.74 – Portfólio da GP Investimentos em 09/2004

Setor	Portfólio	Atualmente no Portfólio	Investimentos Realizados
Telecomunicações	Telemar	X	
	Goedex	X	
	Multicanal/ Globocabo		X
	Pegasus		X
Internet	IG	X	
	IBest		X
	Patagon		X
	Mandic		X
Varejo	Submarino	X	
	Shoptime	X	
	Sé Supermercados		X
	Supermar		X
	ABC Supermercados		X
Tecnologia	International Health Holdings	X	
	Automatos	X	
	Pollux	X	
	Mercado Eletrônico	X	
	Lupatech	X	
Bens de Consumo	Kualla	X	
	Fratelli Vita		X
Logística	ALL	X	
	Ferrovia Centro Atlântica		X
Entretenimento	HopiHari	X	
	Playcenter		X
Imobiliária	Gafisa	X	
Energia	Cemar	X	

Fonte: www.gpinvestimentos.com.br, elaboração própria.

Nota-se, assim, que a CEMAR é a primeira empresa do grupo no setor de energia e que não foi critério de elegibilidade a experiência prévia no setor para que a GP Investimentos, por meio da SVM Participações, viesse a se tornar controladora da CEMAR.

III.10.2 - O endividamento da CEMAR

Antes de abordarmos em maiores detalhes a reestruturação da dívida implementada pelos novos controladores em 2004, é importante que analisemos seus principais componentes até então. A tabela 3.75 nos mostra que o endividamento da CEMAR esteve durante todo o período analisado, concentrado em credores que não são nem partes relacionadas, nem instituições financeiras, nem BNDES e nem detentores de debêntures ou outros títulos; que,

na tabela, foram incluídos na categoria “outros”. Compuseram essa parcela credores como o Tesouro Nacional, a Eletrobrás, a Eletronorte, a fundação de seguridade social FASCEMAR, consumidores e fornecedores. Três saldos que não foram liquidadas completamente no período analisado merecem, assim, destaque:

- Os saldos com o Tesouro Nacional (com atualização atrelada à variação cambial) referem-se aos financiamentos de contratos de médio e longo prazo devidos a bancos comerciais e outros credores estrangeiros, não depositados no Banco Central do Brasil, nos termos das Resoluções nº 1.541/88 e nº 1.564/89, do Conselho Monetário Nacional – CMN, que foram objeto de permuta por bônus emitidos pela União;
- Os contratos com a Eletrobrás referem-se basicamente aos recursos para construção de linhas de transmissão e de subestações, para o Programa de Supervisão, Automação e Controle – SAC e ao Programa de Conservação de Energia;
- O saldo da dívida com a Eletronorte teve origem na transferência de ativos correspondentes às instalações integrantes do sistema de 230 KV da CEMAR para a Eletronorte como pagamento parcial de empréstimos e faturas de energia devidos à Eletronorte. A obrigação decorre da diferença entre o valor dos bens transferidos e o saldo devedor da CEMAR com a Eletronorte.

Tabela 3.75 – Características da evolução do endividamento da CEMAR

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total de Empréstimos e Financiamentos (R\$ mil)	154.694	234.572	283.004	324.401	521.547	618.230	630.328	511.875
Perfil								
CP/Total	38,3%	55,2%	28,9%	25,0%	25,0%	44,1%	42,8%	7,4%
ME/Total	18,5%	9,9%	9,0%	5,6%	4,0%	19,2%	17,7%	4,1%
Composição								
Partes Relacionadas / Total	0,0%	13,7%	0,0%	0,0%	0,0%	14,1%	11,0%	0,0%
Instituições financeiras / Total	27,1%	19,7%	15,9%	20,7%	15,9%	8,1%	9,8%	3,5%
Debêntures e outros títulos / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	28,8%	24,3%	23,8%	5,9%
BNDES / Total	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	ND	ND
Outros/ Total	72,9%	66,6%	84,1%	79,3%	55,4%	53,5%	55,3%	90,7%
Custo								
Encargos/ Principal	5,8%	1,4%	0,1%	0,1%	0,7%	3,3%	10,5%	0,1%
Encargos ME/ Encargos Totais	1,4%	4,3%	100,0%	94,0%	7,5%	13,6%	12,5%	34,7%
Encargos Intercompany/ Encargos Totais	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	11,8%	6,3%	0,0%
Compatibilidade com o Resultado								
Margem EBITDA	19,08%	29,98%	15,24%	-26,98%	6,17%	22,05%	21,76%	16,13%
Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	4,19	3,07	7,81	-4,46	24,54	7,71	6,86	6,03
EBITDA / Encargos Totais	4,15	24,05	171,01	-258,90	6,08	3,98	1,39	149,63

Fonte: Notas Explicativas às DFPs de 1997 a 2004 e PACs de 1997 a 2004.

Elaboração própria.

Obs.: ND: Não disponível – a empresa não discriminou os financiamentos obtidos do BNDES daqueles captados junto a outras instituições financeiras, destarte, os valores referentes ao BNDES estão incluídos na categoria “instituições financeiras”. Essa mesma categoria, no ano de 2000, engloba a emissão de *commercial papers* sobre os quais há poucas informações e supõe-se que tenham vencido no ano seguinte.

2000: EBITDA negativo.

Além das dívidas relacionadas a “outros” credores, foram repactuados em 2004 também financiamentos captados junto a instituições financeiras. Entre 1997 e 1999, parte dos recursos captados esteve denominada em moeda estrangeira. É interessante notar, ainda, que a dívida com partes relacionadas verificada nos anos de 2002 e 2003 diz respeito a financiamentos anteriormente mantidos pela CEMAR junto a bancos, que foram liquidados pela PP&L em função de essa ter sido avalista das operações. Essa dívida, após assumida pelos controladores, passou a ser atualizada pela variação cambial. No ano de 2003, a empresa obteve um financiamento para formação de capital de giro também em moeda estrangeira, sendo que essa operação foi a primeira para a qual foi mencionada a contratação de operação de *swap* de taxas.

Com exceção do empréstimo com parte relacionada resultante da liquidação de financiamentos com bancos pela PP&L já mencionado, houve ainda um outro mútuo firmado com a empresa que controlava a CEMAR em 1999 antes da privatização. No âmbito do programa estadual de privatizações do Maranhão foi criada em 1997 a empresa Maranhão Investimentos S.A., MISA, com o objetivo de gerar recursos para o Tesouro Nacional. A MISA se tornou controladora da CEMAR no mesmo ano. Assim, ao valor que consta como operação realizada com parte relacionada em 1998 diz respeito a um mútuo de curto prazo firmado entre a MISA e CEMAR nesse ano.

Finalmente, ainda no que tange à composição dos empréstimos e financiamentos vigentes até 2004, a CEMAR realizou sua primeira emissão de debêntures no valor de R\$ 150 milhões em 2001. A princípio, essas debêntures teriam vencimento em 2006, sendo que suas condições de remuneração foram definidas inicialmente para o primeiro ano, estando sujeitas à repactuação a partir de junho de 2002. Como no ano da emissão a CEMAR já tinha anunciado o desinteresse de seu controlador em continuar realizando investimentos na empresa, foi prevista a antecipação do vencimento das debêntures em diversos casos, inclusive no caso de saída dos controladores de então. A antecipação desse vencimento, entretanto, não ocorreu com a troca dos controladores, visto que os debenturistas aderiram ao acordo proposto pela SVM para renegociação das dívidas da CEMAR.

Isso posto, em 2004, os bancos credores conjuntamente com os mencionados debenturistas, aderiram ao acordo proposto pela SVM, pelo qual os credores privados se comprometeram a subscrever com os seus créditos uma nova emissão de debêntures. Foram

emitidos, assim, R\$ 73,6 milhões em debêntures e, nessa emissão, a CEMAR obteve um prêmio de um total de R\$ 177,6 milhões, que foi contabilizado como reserva de capital no patrimônio líquido da empresa. É possível supor que esse prêmio resultou de um deságio aceito pelos credores na troca dos antigos créditos pelas novas debêntures. As notas explicativas às DFPs da CEMAR de 2003 mencionam que no plano de renegociação de dívida proposto pela SVM aos credores da CEMAR, antes de sua seleção pela ANEEL para adquirir o controle da empresa, incluía uma aceitação pelos credores privados de um deságio de 69% sobre o valor devido.

Outros aspectos relativos à segunda emissão de debêntures que merecem destaque são o seu vencimento em sessenta meses com a primeira parcela vencendo trinta dias após a emissão e o fato de essas serem conversíveis em ação. Essas características explicam o fato de, ao final de 2004, o saldo devedor em relação a essa emissão era de apenas R\$ 57,6 milhões. Uma vez que é possível verificar um aumento de capital de R\$ 155 milhões em 2004, é possível supor que parte das debêntures foi convertida em capital.

Dos R\$ 155 milhões capitalizados, R\$ 55 milhões resultaram da conversão de parte da dívida da Eletrobrás com a CEMAR em capital, passando a Eletrobrás a deter aproximadamente 35% do capital social da CEMAR. Essa operação fez parte da repactuação das dívidas com os credores estatais, i.e. Eletrobrás e Eletronorte, proposta pela SVM. Ainda no caso da Eletrobrás, o saldo remanescente não convertido em capital, no montante de R\$201 milhões (em valores de 31 de dezembro de 2003), passaram a apresentar um prazo de pagamento de até 20 anos, mantidas as demais condições. Adicionalmente, foi previsto que a Eletrobrás poderá utilizar até 31 de dezembro de 2008 parte dos créditos para aumentar a sua participação acionária na CEMAR, até o limite máximo de 40% do capital social da empresa.

Quanto à Eletronorte, conforme já mencionado, grande parcela da dívida que foi renegociada teve origem antes da privatização; somando-se essa parte às diferenças acumuladas relativas às faturas de junho a dezembro de 2001 (relacionadas aos ajustes com racionamento de energia adquirida para o período de janeiro a março de 2002) e às diferenças das faturas de abril a julho de 2002, acrescidas dos respectivos encargos, o saldo devedor em 31 de dezembro de 2003 perfazia o montante de R\$ 181,7 milhões. Pelos termos da repactuação dessa dívida, R\$ 21,3 milhões foram pagos em 2004, R\$ 100 milhões teriam vencimento a partir de maio de 2004 em sessenta amortizações mensais e R\$ 61,4 milhões passariam a ter vencimento em doze anos e carência de três anos.

Por fim, é importante mencionar que, apesar de a CEMAR ter contabilizado os empréstimos do BNDES juntos daqueles obtidos junto a instituições financeiras, a empresa alega ter recebido R\$ 21,4 milhões do BNDES em 2003 referente às perdas com racionamento e mais algum valor, no ano seguinte, referente à CVA.

III.10.3 - A relação da CEMAR com outras empresas do grupo e com os acionistas

Na seção anterior foi mencionado que em 2004, como parte do plano de saneamento da situação financeira da CEMAR, foi feito pelos acionistas um aporte de R\$ 155 milhões na empresa. A tabela 3.76 mostra que se trata do segundo aporte recebido pela empresa no período analisado, sendo o primeiro justamente no ano anterior à privatização, provavelmente decorrente de algum ajuste prévio realizado pelo Estado do Maranhão. Nesse sentido, constata-se que a PP&L enquanto controladora indireta não realizou investimentos na empresa, excetuando-se sua aquisição.

Tabela 3.76 – A Relação da CEMAR com partes relacionadas

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Capital Social								
Aumento de Capital/ Empréstimos e Financiamentos	0,0%	0,0%	16,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	30,3%

Fonte: DFPs e Notas Explicativas de 1997 a 2004

Elaboração própria.

Por outro lado, a CEMAR também não efetuou nenhum pagamento de remuneração a seus acionistas no período analisado, mesmo porque, a partir de 1999, a empresa só aferiu resultados negativos. A empresa tão pouco despendeu de recursos para investir em coligadas e controladas.

III.11 – Análise da bibliografia existente à luz dos fatos observados

Uma década se passou desde que o setor elétrico foi incluído na pauta das privatizações, por meio da Lei Geral das Concessões. Nestes dez anos, o segmento de distribuição de eletricidade foi o segmento mais afetado pelas privatizações. Atualmente, das sessenta e quatro distribuidoras de eletricidade operantes no Brasil, 69% são privadas. Em dezembro de 2003, como exposto, essas distribuidoras atendiam a 68% dos consumidores de todo o mercado de distribuição brasileiro. Como consequência, se verificou nas distribuidoras privatizadas, antes de tudo, um grande choque de gestão. Para os defensores das privatizações e como comprova Mota (2003), de fato, as privatizações das distribuidoras reduziram diversos de seus custos e ineficiências operacionais. Por outro lado, possibilitaram a entrada no segmento de agentes cuja estratégia não esteve unicamente relacionada aos interesses das concessões, como já apontou Tolmasquim *et alli* (2003).

Conforme constatado por este autor e pelo presente trabalho, as privatizações abriram o setor elétrico para a entrada de grandes *players* internacionais, que adquiriram uma pluralidade de empresas, preservado, contudo, uma identidade estratégica, na medida em que foi possível observar que inclusive as distribuidoras de eletricidade adquiridas por esses grupos passaram a investir em atividades consideradas estratégicas para o grupo, mesmo que isso possa ter comprometido sua situação financeira.. Ressalta-se, todavia, que, além dos *players* estrangeiros, grandes grupos nacionais se constituíram (como o caso do Grupo CPFL) ou se expandiram por meio da janela de oportunidade criada pelas privatizações (como ocorreu com Cataguazes-Leopoldina e Grupo Rede), tanto é que, em 2003, das sessenta e quatro distribuidoras existentes no Brasil, 42% apresentavam controle nacional. Quanto à identidade de estratégias, pudemos verificar que a descapitalização de várias distribuidoras, de fato, decorreu da estratégia dos grupos de investimento em outras atividades estranhas à concessão, conforme também apontado pelo estudo do MME, BNDES, ANEEL e Tesouro Nacional (2003).

Destaca-se, também, que a expansão dos grupos econômicos atuantes no segmento de distribuição, não esteve unicamente focada na aquisição de ativos, conforme abordado por Tolmasquim *et alli* (2003), mas também na construção de novos empreendimentos, principalmente na atividade de geração, mas também em setores como o de telecomunicações e TV a cabo. Se a primeira estratégia de expansão baseada na aquisição de ativos existentes foi extremamente onerosa para as distribuidoras especialmente quando estas captaram empréstimos e financiamentos para fazer essas aquisições ou quando incorporaram suas controladoras incluindo os passivos relacionados a sua própria aquisição (conforme verificado, por exemplo, nos casos da AES-Sul e da RGE), a segunda estratégia também teve efeitos perversos sobre o endividamento das distribuidoras, uma vez que novos investimentos não têm capacidade inicial de geração de caixa e que, em muitos casos, as distribuidoras tiveram que assumir o ônus de financiar a construção (empreendimentos de geração) e a operação inicial (empresas de TV a cabo) de diversos negócios adquiridos por seus grupos de controle. A diversificação de atividades, prevista por Tolmasquim *et alli* (2003), e implementada pelas distribuidoras em consonância com as estratégias de seus grupos econômicos comprometeu, pois, sua saúde financeira.

Destaca-se, neste ponto, que, conforme concluído pelo estudo do MME, BNDES, ANEEL e Tesouro Nacional (2003), muitos desses investimentos com objetivos estranhos à concessão foram financiados com recursos captados por operações de mútuos. A opção de

reduzir a exposição dos acionistas ao risco do negócio parece ter sido adotada por diversos grupos que tomaram como prática comum a pactuação de contratos de mútuo ou até de conta corrente, como vimos no Grupo Rede. Não se trata, assim, unicamente de uma preocupação dos grandes *players* internacionais, mencionada por Tolmasquim *et alli* (2003), mas também dos grupos nacionais.

Neste ponto podemos, ainda, questionar o argumento trazido pelo estudo da ABRADÉE (2003) sobre o fato de que a geração de caixa das distribuidoras pouco foi utilizada para pagar a remuneração do investimento aos acionistas, ao contrário do que supunha Tolmasquim *et alli* (2003), tendo sido priorizada para financiar a expansão dos sistemas de distribuição, o que provavelmente também foi responsável pela redução dos custos operacionais verificados por Mota (2003). Com base nos dados analisados, pudemos verificar que, realmente, o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio não constituiu uma prática comum a todas as empresas privadas. Por outro lado, não podemos esquecer que em algumas empresas, como na Light, os encargos relacionados às dívidas com partes relacionadas, foram extremamente representativos, sugerindo que as operações de mútuos podem ter sido utilizadas como forma alternativa aos dividendos e juros sobre capital próprio para pagamento de remuneração aos acionistas.

Outra estratégia relevante levantada por Tolmasquim *et alli* (2003), diz respeito à prática do *self-dealing* e da constituição de empresas de comercialização. Nos capítulos anteriores pudemos verificar que a regulamentação anterior ao Novo Modelo do Setor Elétrico de 2003 acabou por estimular os investimentos em geração, principalmente na geração termelétrica, e por garantir um espaço de 30% da compra de energia de cada distribuidora para contratos de auto-suprimento. Trata-se de uma sinalização que os grupos econômicos enquanto investidores assimilaram muito bem, daí o *boom* dos investimentos em geração. Por outro lado, o modelo anterior não criou impedimentos para que esses investimentos não fossem absorvidos pelas distribuidoras de eletricidade, empresas concessionárias de serviço público cuja única receita deriva de tarifas reguladas.

A garantia do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, e a criação da Parcela A nas tarifas de energia que garante o repasse do custo da energia até o limite do VN (que não se provou um teto adequado) são fatores que fizeram com que a decisão de investimento dos grupos de controle, naquele contexto, não só viessem a comprometer a saúde financeira das distribuidoras, mas também viessem a impossibilitar a prática de tarifas racionais e justas aos consumidores. O Novo Modelo do Setor Elétrico, entretanto, trouxe em

sua concepção algumas medidas que reduzirão a exposição dos consumidores cativos aos riscos das estratégias adotadas pelos grupos econômicos presentes no segmento de distribuição: o *self-dealing*, para novos contratos, foi proibido; e foi previsto para o final do ano de 2005 que os grupos econômicos implementem reestruturações societárias visando a segregação de atividades, contemplando todas as participações acionárias detidas pelas distribuidoras em objetos estranhos à concessão.

Com relação, então, à estratégia de alavancagem financeira adotada pelas empresas do setor elétrico após as privatizações, também mencionada por Tolmasquim *et alli* (2003), não resta dúvida que tal constatação encontra respaldo na realidade, considerando-se que tal estratégia constituiu objeto de análise desta dissertação. A ABRADDEE (2003) defende, entretanto, que o agravamento da situação do endividamento das distribuidoras se deveu, entre diversos aspectos, a fatores conjunturais (como o racionamento e as desvalorizações cambiais) e ao baixo desempenho operacional das concessionárias.

Sobre a alegação de baixo desempenho operacional podemos verificar que muitas das distribuidoras elevaram sua margem EBITDA ao longo do período analisado, trajetória essa que, entretanto, encontrou obstáculo no racionamento de energia. Corrobora o argumento da ABRADDEE, contudo, o fato de que nem todas as distribuidoras conseguiram recuperar essa margem no último ano analisado a níveis anteriores ao racionamento. Além disso, embora não seja o enfoque deste trabalho averiguar em detalhes os fatores que impactaram no resultados das distribuidoras, há de se mencionar que algumas concessões, como é o caso da CEMAR, apresentam problemas estruturais, como o elevado índice de perdas relacionado à situação sócio-econômica da população atendida. Aparentemente o grupo que adquiriu a concessão no leilão de privatização superestimou a sua capacidade de fazer frente a esse tipo de adversidade. De fato, por meio das notas explicativas, é possível constatar que foram efetuados elevados investimentos para redução de perdas no caso da CEMAR, muito embora os resultados obtidos desses investimentos possam ser caracterizados como pobres. Neste sentido, pode-se aumentar a abrangência da conclusão do estudo da ABRADDEE e destacar que algumas concessões enfrentaram maiores adversidades em termos operacionais também como consequência das condições sócio-econômicas da região atendida.

Com relação aos fatores conjunturais que agravaram o endividamento das distribuidoras, a ABRADDEE (2003) argumenta que, em função das desvalorizações cambiais, o saldo do endividamento em moeda estrangeira, contratado por boa parte das distribuidoras, se elevou de sobre-maneira, principalmente porque a maior parte das distribuidoras não se

protegeu desse fenômeno por meio da contratação de instrumentos de *hedge*. E que as operações de rolagem de dívida ocorreram a custos cada vez maiores. Tais fenômenos teriam sido responsáveis pela deterioração da estrutura de capital das distribuidoras, o que não seria, contudo, considerado no processo de revisão tarifária efetuado pela ANEEL, que, de fato considera uma estrutura de capital 50% dívida contra 50% capital próprio.

O argumento de que as desvalorizações realmente elevaram o saldo da dívida das distribuidoras é verídico, e foi apontado pelo estudo do MME, BNDES, ANEEL e Tesouro Nacional (2003) e por esta dissertação. É, ainda, provável que o custo de rolagem da dívida tenha aumentado (como consequência do aumento do conservadorismo do mercado como resposta às crises na Ásia (1998), na Argentina (2001) e no próprio setor elétrico com a falência da Enron e as crises energéticas no Brasil, na Argentina e na Califórnia), o que está relacionado às captações mais frequentes junto a instituições financeiras principalmente após o ano de 2001 verificadas nesta dissertação. Entretanto, não seria razoável assumir que a ANEEL deveria considerar em suas revisões tarifárias a real estrutura de capital das empresas, uma vez que essa estrutura resultou das estratégias de gestão financeira adotada pelos controladores numa conjuntura anterior às crises. Como vimos, muitas empresas já haviam aumentado sua alavancagem financeira a níveis não sustentáveis antes mesmo das crises de desvalorização da moeda e racionamento de energia.

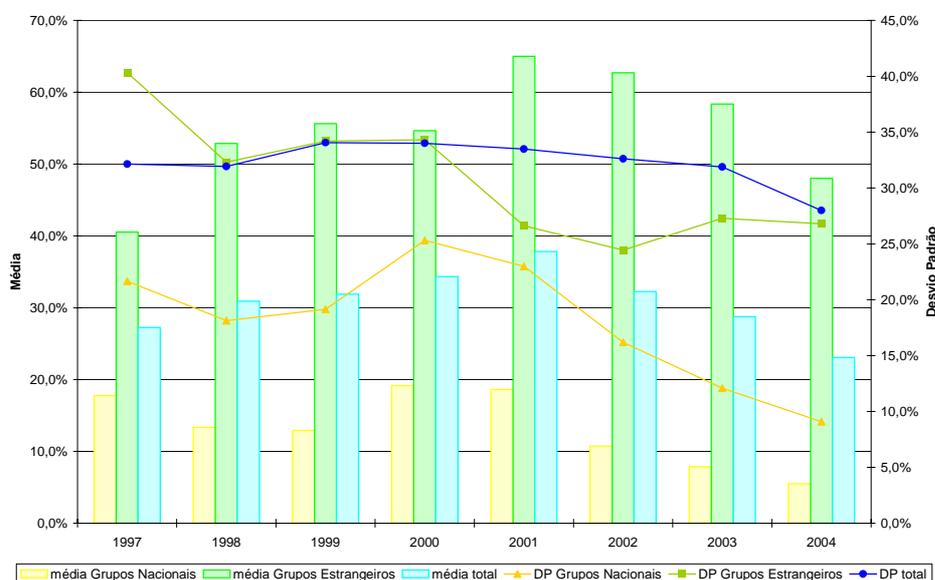
III.12 – Conclusão do Capítulo 3

As análises trazidas por este capítulo nos mostraram que dificilmente todas as distribuidoras de um mesmo grupo econômico apresentam as mesmas características em termos de perfil, composição e custo do endividamento. O mesmo vale para a adequação desse à capacidade operacional da empresa.

Constatou-se, pois, de maneira geral²⁰⁹, que os empréstimos em moeda estrangeira foram mais frequentes em distribuidoras pertencentes a grupos econômicos estrangeiros e nas distribuidoras de maior porte, conforme apresentado nos gráficos 3.1 e 3.2.

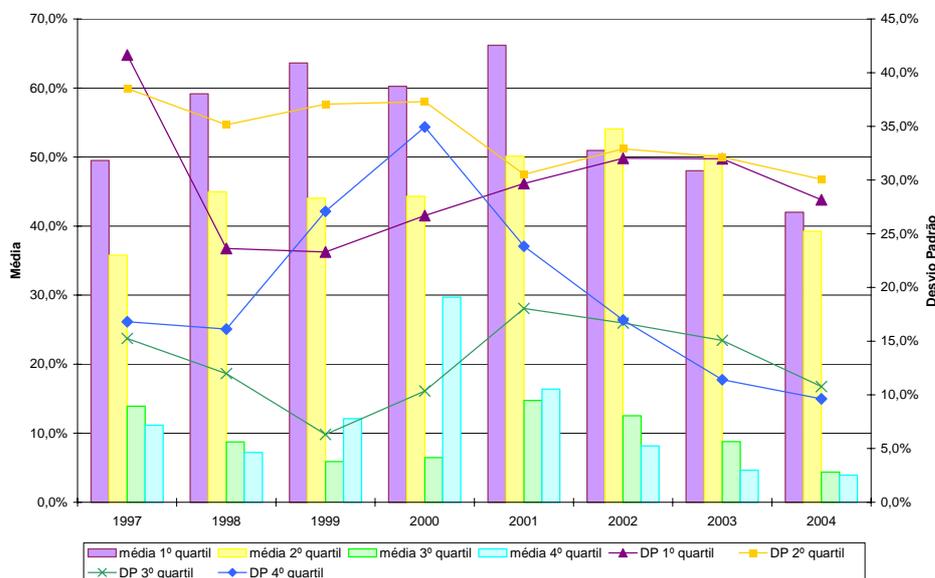
²⁰⁹ É importante mencionar que as conclusões que a seguir se baseiam em comportamentos médios que, por definição, não são replicáveis para cada distribuidora pertencente a qualquer que tenha sido o nível de agrupamento selecionado, daí os elevados desvios padrões evidenciados para alguns desses comportamentos médios. Trata-se, apenas da tentativa de se traçar alguns padrões de comportamentos genéricos.

Gráfico 3.1 – Perfil: Empréstimos e Financiamentos em Moeda Estrangeira/ Empréstimos e Financiamentos Totais



Elaboração própria.

Gráfico 3.2 – Empréstimos e Financiamentos em Moeda Estrangeira/ Total por Tamanho da Distribuidora



Elaboração própria.

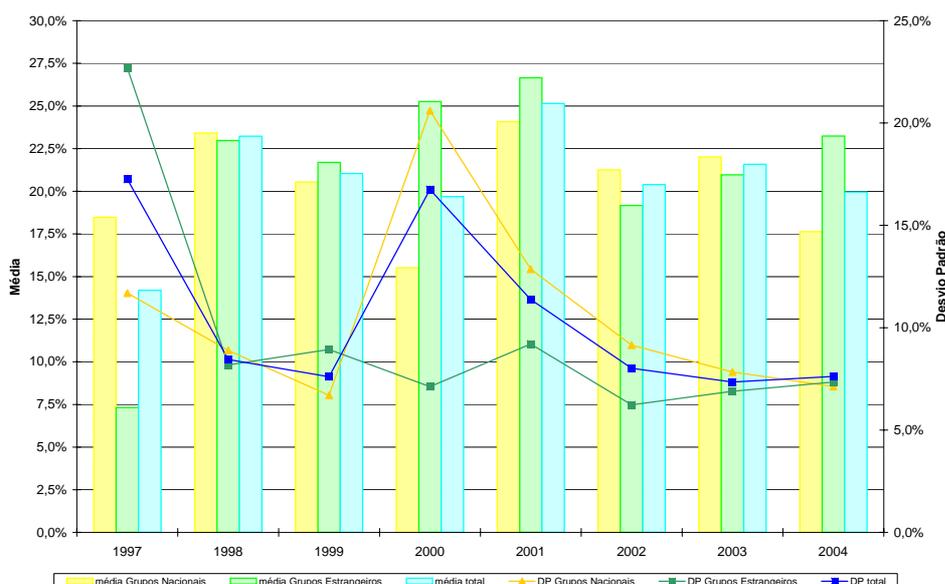
Obs.: 1º quartil: distribuidoras com mercado anual médio acima de 6.837.001 MWh (Eletropaulo, Light, CPFL, Bandeirante, Elektro, COELBA, Piratininga e CELPE); 2º quartil: distribuidoras com mercado anual médio entre 2.710.001 e 6.837.001 MWh (Ampla, AES-Sul, ESCELSA, COELCE, RGE, CELPA e CEMAT); 3º quartil: distribuidoras com mercado anual médio entre 600.001 e 2.710.000 MWh (COSERN, ENERSUL, CEMAR, SAELPA, Energipe, CFLCL, Caiuá e CELTINS); e 4º quartil: distribuidoras com mercado anual médio inferior a 600.000 MWh (Bragantina, Vale Paranapanema, CELB, Nacional, CENF e CFLO). O mercado anual médio é dado pela média dos mercados de cada distribuidora entre 1997 e 2004. Maiores detalhamentos sobre os mercados das distribuidoras podem ser encontrados no anexo I.

Do gráfico 3.1, verifica-se que durante todo o período analisado, as distribuidoras cujos grupos controladores são de origem estrangeira apresentaram, em média, uma maior parcela de seu endividamento denominado em moeda estrangeira, se comparadas às distribuidoras de controle nacional. Do mesmo modo, as distribuidoras de maior porte também apresentaram uma participação relativa de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira superior àquelas de menor porte, independentemente da origem dos controladores, o que se deve à maior visibilidade e, logo, ao maior acesso, que empresas de maior tamanho têm ao mercado financeiro internacional. Nota-se, ainda, no gráfico 3.2, que, nos dois anos seguidos ao racionamento, não as distribuidoras de maior porte (pertencentes ao 1º quartil²¹⁰), mas aquelas com porte entre intermediário e grande (pertencentes ao 2º quartil) passaram a apresentar um saldo devedor em moeda estrangeira maior com relação as demais.

Neste ponto se torna pertinente analisar de maneira geral como o racionamento afetou a situação operacional e o endividamento das vinte e nove distribuidoras da amostra.

O gráfico 3.3, a seguir, mostra que as empresas vinham, desde 1997 até o ano do racionamento (2001) apresentando elevações em suas margens EBITDA, ou seja, um aumento na geração de caixa operacional que pode ter derivado ou de aumentos na receita ou da redução de custos e despesas operacionais, ou de ambos. Com o racionamento, percebe-se uma inflexão nessa trajetória ascendente.

Gráfico 3.3 – Evolução Margem EBITDA



Elaboração própria.

²¹⁰ Vide observação à tabela.

O racionamento aparentemente aumentou o conservadorismo do mercado em relação às empresas do setor, o que se reflete na dificuldade de rolagem do vencimento de seus empréstimos e financiamentos. Essa dificuldade, por sua vez resultou no aumento da participação relativa dos empréstimos e financiamentos com vencimento no curto prazo, conforme exposto no gráfico 3.4 a seguir.

Gráfico 3.4 – Perfil: Empréstimos e Financiamentos no Curto Prazo/ Empréstimos e Financiamentos Totais



Elaboração própria.

É interessante notar que o fenômeno de aceleração do prazo de vencimento do endividamento foi mais acentuado para as distribuidoras de controle estrangeiro, uma vez que no ano de 2002, aquelas de controle nacional conseguiram, em média, reduzir a participação relativa dos empréstimos e financiamentos com vencimento de curto prazo no total. Destarte, é possível concluir que o racionamento de energia elétrica de 2001 foi capaz de alterar o perfil do endividamento (no que tange a origem do recurso e seu prazo de vencimento) das distribuidoras em geral.

Por outro lado, verifica-se que, depois do racionamento, o caixa gerado por grande parte das distribuidoras foi insuficiente para manutenção de sua operação e o cumprimento de suas obrigações financeiras, o que fez com que diversas delas recorressem ao crédito bancário

de curto prazo (gráfico 3.5). Assim, é possível concluir que o racionamento não só alterou o perfil do endividamento das distribuidoras mas também sua composição.

Gráfico 3.5 – Composição: Empréstimos e Financiamentos de Instituições Financeiras/ Empréstimos e Financiamentos Totais

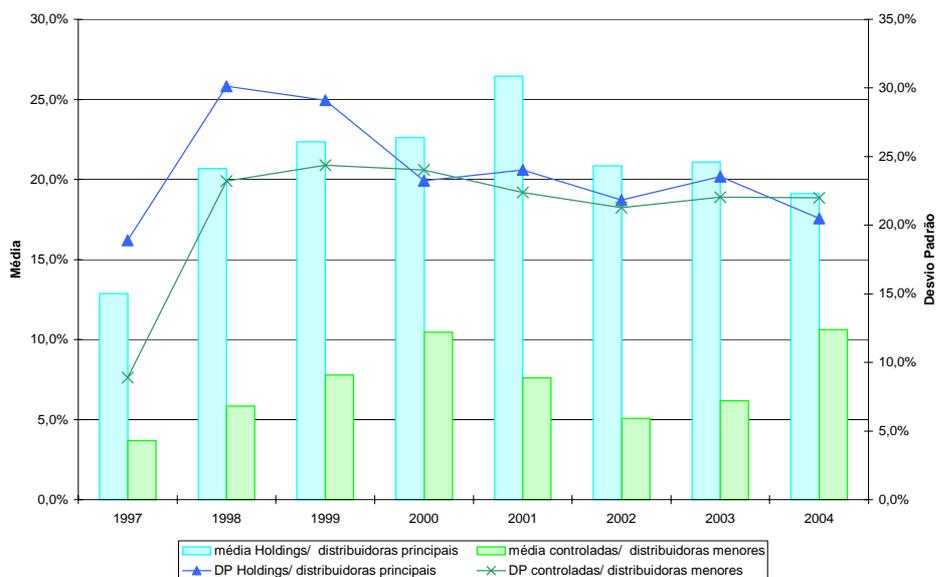


Elaboração própria.

No que tange ainda a composição do endividamento das distribuidoras, foi possível verificar que as principais distribuidoras dos grupos econômicos, em alguns casos, a *holding* do grupo foram as distribuidoras que de fato efetuaram a emissão de títulos (gráfico 3.6), o que é razoável, na medida em que o custo de colocação dos títulos não é insignificante²¹¹ e que geralmente essas distribuidoras principais são empresas do maior porte que desfrutam de visibilidade no mercado de capitais.

²¹¹ Com base nos dados analisados não se tem, contudo, evidências da medida em que o custo de colocação dos títulos condiciona o acesso das distribuidoras ao mercado de capitais, uma vez que os relatórios analisados não apresentam de forma consistente informações sobre esses custos.

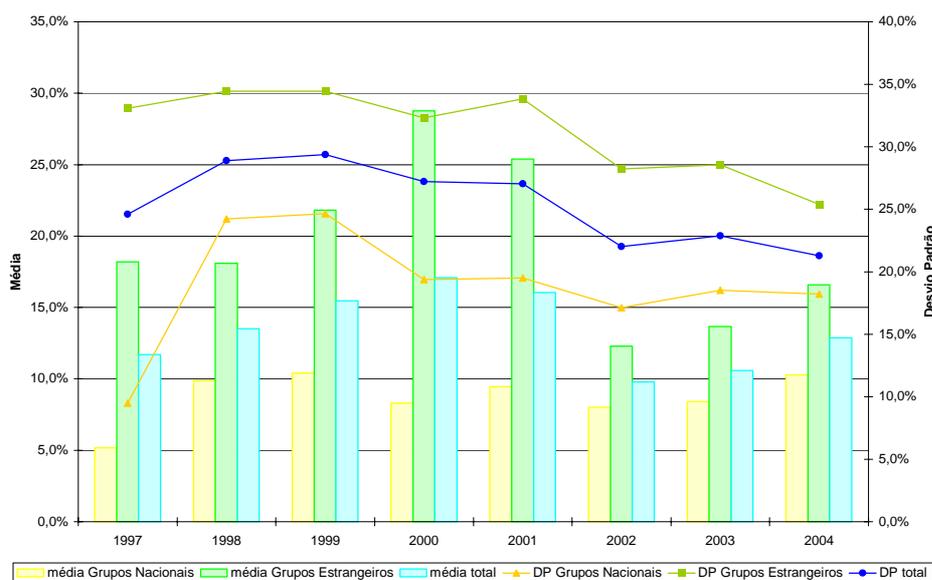
Gráfico 3.6 – Emissão de Títulos/ Total para *Holdings* vs. Controladas



Elaboração própria.

Nota-se, contudo, pela participação relativa de passivos relacionados à emissão de títulos no total do endividamento, que a emissão de títulos esteve mais presente em distribuidoras pertencentes a grupos econômicos estrangeiros (gráfico 3.7), o que corrobora o ponto de que uma maior visibilidade no mercado financeiro favorece a adoção da estratégia de emissão de títulos.

Gráfico 3.7 – Composição: Emissão de Títulos/ Total

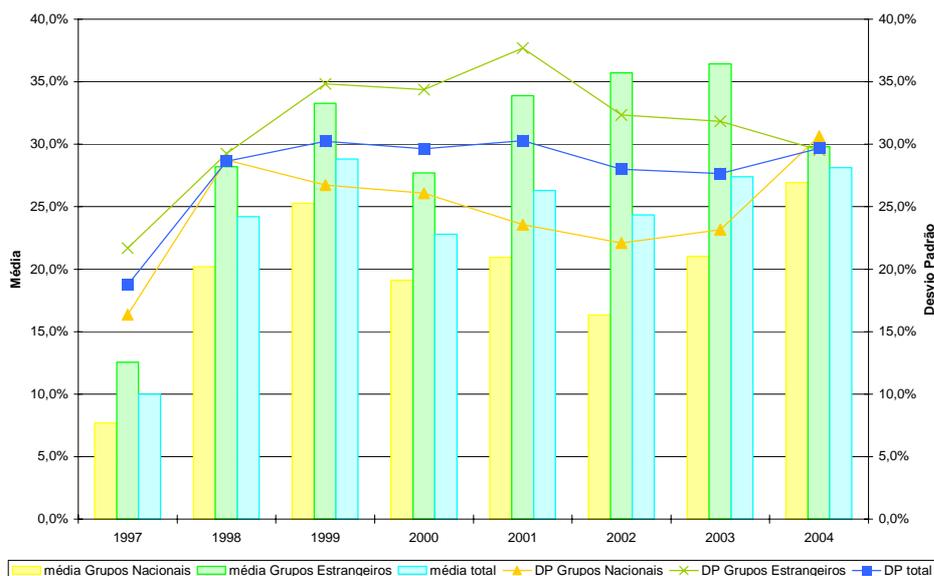


Elaboração própria.

Por outro lado, as operações de empréstimo e financiamentos entre partes relacionadas são características tanto de distribuidoras de grupos internacionais quanto de distribuidoras de grupos nacionais. Em boa parte dos casos, essas transações estiveram relacionadas à estratégia de expansão dos grupos, ou seja, à aquisição por parte dessas distribuidoras de outras distribuidoras ou ao investimento em novas atividades diretamente ou indiretamente, por meio de controladas e coligadas, destacando-se os investimentos em geração.

No que tange às empresas de controle estrangeiro, destaca-se no caso dessas o uso extensivo de empresas *offshore* para captação de recursos no exterior, o que explica também uma predominância maior de saldos devedores resultantes de empréstimos e financiamentos de partes relacionadas a empresas de controle estrangeiro²¹², como demonstrado no gráfico a seguir.

Gráfico 3.8 – Composição: Empréstimos e Financiamentos de Partes Relacionadas/ Total



Elaboração própria.

Destaca-se, ainda que, se por um lado as *offshores* constituem apenas um instrumento de captação de recursos no exterior, por outro se trata de empresas por cujo patrimônio as distribuidoras, quando controladoras, são ou foram responsáveis, implicando, pois, em investimentos alheios à finalidade da concessão como no caso da Light, que, em 1998, apresentou um investimento em controladas e coligadas equivalentes a aproximadamente 72%

²¹² Foi observado que os grupos controle nacional (Rede, Cataguazes-Leopoldina e CPFL) fizeram uso extensivo dos empréstimos com partes relacionadas como forma de financiamento de suas empresas. Entretanto, verificou-se também que as distribuidoras do grupo muitas vezes serviram como fonte de recursos para as demais empresas do grupo (geradoras e outras) o que não é, entretanto, contemplado no gráfico 3.8, uma vez que esse mostra apenas a parcela da dívida contraída de partes relacionadas sobre o total do endividamento.

de seu endividamento, incluindo os investimentos em suas empresas *offshore* Light Overseas e Lir Energy.

Considerando-se, destarte, que as diferenças nas características do endividamento podem ser presentes dentro de um mesmo grupo de controle, e que as similaridades também podem transcender o grupo econômico, seguem as principais características observadas na gestão do endividamento dos grupos analisados.

- Grupo EDP: Neste grupo verificou-se uma gestão do endividamento diferenciada na Escelsa daquela praticada na Enersul e na Bandeirante. Na Escelsa, o endividamento em moeda estrangeira foi predominante. Até 2002, o saldo devedor esteve concentrado na emissão de debêntures/títulos e, a partir de então, nas partes relacionadas. Durante quase todo o período, a Escelsa apresentou saldo devedor junto ao BNDES. Em média, no período analisado, os empréstimos e financiamentos superaram a geração de caixa operacional em oito vezes. No caso da Enersul e da Bandeirante, apesar de não serem constatados em caráter dominante, os saldos devedores com vencimento de curto prazo e em moeda estrangeira foram significativos ao longo do período. Em ambas as distribuidoras houve um equilíbrio na composição dos empréstimos e financiamentos entre instituições financeiras, partes relacionadas, BNDES e outros. Considerando-se o indicador de compatibilidade do endividamento à geração de caixa, em média²¹³, a Enersul deveu em torno de quatro vezes sua geração de caixa ao passo que Bandeirante, nove vezes²¹⁴.
- Grupo EDF: Em sua única distribuidora, a Light, as operações em moeda estrangeira e com partes relacionadas foram dominantes durante todo o período analisado, podendo o custo dessas ser considerado relativamente elevado. Destaca-se também a utilização de empresas de propósito específico, a exemplo de diversas *offshores*, para a captação de recursos. Em média, no período analisado, os empréstimos e financiamentos superaram a geração de caixa operacional em oito vezes. Nota-se, contudo, que as captações de recursos para a aquisição da Eletropaulo afetaram de sobre-maneira o desempenho financeiro da Light e que o grupo controlador fez um significativo aporte de capital em 2002, buscando atenuar a situação financeira da empresa.

²¹³ Para tecer estas conclusões a média utilizadas do indicador em questão não considera anos em que o EBITDA foi negativo (em que o indicador foi negativo).

²¹⁴ O que se deve ao ano de 1999, em que seu EBITDA foi muito baixo. Desconsiderando este ano, a média cai significativamente para três vezes.

- Grupo AES: Nas duas distribuidoras do grupo, Eletropaulo e AES-Sul, foram características as operações de emissão de títulos e as operações em moeda estrangeira. Por outro lado, na Eletropaulo se evidenciou também em montantes significativos e com certa frequência as operações com partes relacionadas (empresas *offshore* para captação de recursos). Destaca-se, ainda, que se os empréstimos e financiamentos superaram, em média, a geração de caixa operacional em menos de quatro vezes na Eletropaulo, na AES-Sul, essa média foi superior a sete. A incorporação da controladora, por parte da AES-Sul, em consonância com uma estratégia de gestão financeira do grupo consiste num fator que condicionou o mau desempenho na gestão de seu endividamento.
- Grupo Enron: Característico deste grupo, pelo menos até o seu pedido de falência nos Estados Unidos, foram as operações financeiras complexas envolvendo diversas empresas de propósito específico. Com a Elektro não foi diferente. A distribuidora concentrou as suas captações nas operações com partes relacionadas que levaram à deterioração de sua situação financeira, uma vez que a alavancagem excessiva resultante dessas operações foi uma das causas de a empresa ter chegado a aferir patrimônio líquido negativo. Destaca-se que, durante todo o período o saldo devedor esteve em sua maioria denominado em moeda estrangeira. Por outro lado, a empresa também apresentou ao longo do período saldos devedores com o BNDES, ou seja, alguma parcela da dívida apresentava custos relativamente baixos (se comparados ao custo de operações semelhantes no mercado). Esse endividamento excessivo, contudo, esteve atrelado a uma boa capacidade de geração de caixa operacional, uma vez que na média do período, o saldo dos empréstimos e financiamentos equivaleram a cinco vezes o caixa operacional. A distribuidora ainda procedeu com a incorporação de sua controladora o que contribuiu para agravar a sua saúde financeira, conforme extensivamente abordado na respectiva seção do capítulo.
- Grupo Endesa: Neste grupo não se percebe tantas semelhanças na gestão financeira de suas distribuidoras. Se na Ampla a presença de recursos em moeda estrangeira esteve presente ao longo de todo o período analisado (muitas vezes captados por meio de *offshores*, configurando assim um domínio das transações entre partes relacionadas), na COELCE esse comportamento só se verifica a partir de 2001. Em contrapartida, esta última não se utilizou de recursos de partes relacionadas e recorreu com frequência a instituições financeiras. A COELCE apresentou um dos

níveis de endividamento mais baixos da amostra, sendo, em média, o saldo de empréstimos e financiamentos duas vezes maior que a geração de caixa operacional, contra as nove e meia vezes da Ampla. Em função desta incompatibilidade de endividamento com desempenho operacional, a Ampla não efetuou sequer um pagamento de remuneração aos acionistas mas recebeu dois aportes significativos de capital nos anos de 2002 e 2004 (já a COELCE pagou dividendos em todos os anos da análise). Destaca-se, ainda que a COELCE procedeu à incorporação de sua controladora o que também impactou o seu desempenho financeiro.

- Grupo Neoenergia: As três distribuidoras do grupo, COELBA, COSERN e CELPE, apresentaram níveis de endividamento compatíveis com sua capacidade de geração de caixa operacional (em média, os empréstimos e financiamentos equivaleram a 3,16; 2,66 e 2,45 o caixa operacional gerado, respectivamente). A outra grande semelhança entre as três distribuidoras do grupo reside no fato de terem efetuado constantes e às vezes significativos pagamentos de dividendos aos acionistas durante todo o período. No que tange às diferenças, na COELBA, maior distribuidora do grupo, os empréstimos em moeda estrangeira foram dominantes, ao passo que nas demais, só foram significativos nos anos seguintes ao racionamento. Para a COELBA, os principais credores foram as partes relacionadas e o BNDES; para a COSERN, foram o BNDES e as instituições financeiras; e para a CELPE foram as instituições financeiras. Na CELPE destaca-se, ainda, a predominância em alguns anos do saldo devedor com vencimento de curto prazo.
- Grupo CPFL: Neste grupo nota-se claramente que a CPFL Paulista, provavelmente em função de seu porte e, conseqüentemente, de sua maior capacidade de endividamento, operou como canalizadora de recursos para o grupo (inclusive para o segmento de geração). Graças a esse seu maior acesso a diversas fontes de recursos, a empresa apresentou ao longo de todo o período dívidas em moeda estrangeira e, a partir de 2001, seus principais credores passaram a ser seus debenturistas. Em contrapartida, a RGE, distribuidora cuja capacidade financeira se deteriorou de sobremaneira com a incorporação de sua controladora, apresentou ao longo de todo o período saldo devedor significativo com partes relacionadas e não apresentando captações em moeda estrangeira. Já na CPFL Piratininga merece destaque a parcela relevante de seu endividamento com vencimento de curto prazo (embora se detecte melhora neste perfil ao longo dos quatro anos analisados). Seu principal credor se

tornou o BNDES em função dos recursos relacionados ao racionamento. Chama a atenção, ainda, o fato de a empresa ter recebido dois significativos aportes de capital nos quatro anos considerados. No que tange à adequação do endividamento à capacidade de geração de caixa das empresas, tanto CPFL Paulista quanto RGE e CPFL Piratininga apresentaram um endividamento em torno de duas vezes superior a seu EBITDA (2,55; 2,52 e 2,20 respectivamente).

- Grupo Rede: Claramente a estratégia de gestão financeira deste grupo consistiu em enxergar todas as empresas do grupo como uma única só empresa, não se associando as captações efetuadas por cada distribuidora à sua necessidade específica de recursos para financiar sua própria operação, uma vez que aquelas com maior capacidade de alavancagem acabavam se endividando para financiar as demais distribuidoras e outras empresas do grupo, principalmente aquelas sem capacidade operacional, porém com necessidade de recursos para o investimento em empreendimentos de geração. Neste grupo se institucionalizou inclusive operações de “conta corrente”, segundo as quais os recursos emprestados ou captados de partes relacionadas não apresentavam destinação específica nem prazo determinado. A análise da adequação do endividamento à capacidade de geração de caixa das distribuidoras retrata bem como algumas distribuidoras foram excessivamente oneradas com essa estratégia, conforme demonstrado a seguir:

Tabela 3.77 – A adequação do nível de endividamento à capacidade de geração de caixa operacional das distribuidoras do Grupo Rede

Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	média
Caiuá	42,83
Vale Paranapanema	36,61
CEMAT	7,55
CELPA	3,93
CELTINS	3,70
Bragantina	1,14
Nacional	0,63
CFLO	0,18

Elaboração própria.

- Grupo Cataguazes-Leopoldina: No grupo Cataguazes-Leopoldina também chamam a atenção as operações de empréstimos entre as distribuidoras do grupo e também com outras empresas do grupo. Entretanto, esse tipo de dívida não dominou o endividamento de nenhuma delas. Se na CFLCL a composição do saldo devedor se apresentou de forma equilibrada, ressaltando-se a presença do endividamento

resultante da emissão de títulos durante todo o período (instrumento esse não utilizado por nenhuma outra distribuidora do grupo), na Energipe o destaque ficou por conta das operações com o BNDES e nas demais, os recursos captados junto a instituições financeiras. Destaca-se, ainda que o grupo apresentou dificuldade em rolar seu endividamento a partir do ano do racionamento, quando pesam nos balanços de todas as distribuidoras do grupo a parcela do endividamento de curto prazo (mesmo com a reestruturação do endividamento implementada pelo grupo em 2003). A CENF foi a distribuidora cujo o endividamento apresentou ao longo do período vencimento principalmente de curto prazo, ao passo que a CELB foi a distribuidora do grupo que mais dependeu de recursos estrangeiros. Considerando-se a questão da adequação do endividamento à capacidade de geração de caixa das distribuidoras, verifica-se, como no Grupo Rede, que as maiores distribuidoras do grupo se endividaram mais (em relação à sua capacidade operacional), entretanto em magnitudes muito inferiores ao outro grupo (vide tabela abaixo).

Tabela 3.78 – A adequação do nível de endividamento à capacidade de geração de caixa operacional das distribuidoras do Grupo Cataguazes-Leopoldina

Empréstimos e Financiamentos / EBITDA	média
CFLCL	10,77
Energipe	6,92
Saelpa	3,53
CELB	1,15
CENF	0,94

Elaboração própria.

- CEMAR: Por fim, a distribuidora CEMAR passou por duas gestões privadas durante o período analisado. Destaca-se, entretanto, que durante todo o período, sua dívida esteve concentrada na parcela enquadrada em “outros”, constituída principalmente por dívidas com a Eletrobrás, com a Eletronorte, com a empresa de previdência social Fascemar e com o Tesouro Nacional. Nem por isso o seu endividamento pôde ser considerado adequado à sua capacidade operacional, uma vez que, em média, o seu endividamento superou o seu EBITDA em 8,6 vezes.

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste trabalho consistiu na análise da estrutura de financiamento e dos resultados alcançados, no período 1997 a 2004, pelas distribuidoras de energia elétrica privatizadas, em busca de um padrão de gestão do endividamento de um mesmo grupo de controle.

Ressalta-se que as estratégias de gestão de endividamento dos grupos econômicos privados podem ter derivado de dois comportamentos mencionados no início deste trabalho. O primeiro seria a expansão dos grupos por meio de suas distribuidoras em atividades atípicas, no sentido das “distribuidoras plataformas” de Tolmasquim *et alli* (2003), e correlacionadas, o que inclui também a aquisição de outras distribuidoras. Neste sentido, os grupos enxergaram na legislação setorial vigente então (que não proibia e, em alguns casos como no dos investimentos em geração, até incentivavam esses investimentos), a oportunidade de aferir ganhos em outros negócios. Sob esta ótica, as decisões de investimento do grupo podem ter causado uma alavancagem excessiva em algumas de suas distribuidoras.

O segundo comportamento, identificado por autores estrangeiros que observavam a atuação das *major players* no setor de energia no mundo como Hall (2004), Thomas (2001) e Cepal (2005), se refere à entrada desses agentes no setor elétrico brasileiro motivada por expectativas de bons retornos, na medida que enxergavam no setor um grande mercado em potencial, dado o grau de universalização muito aquém dos níveis europeus ou norte-americanos. A favor dessa entrada em meados da década de 90 contou também a estabilidade macroeconômica recém conquistada. Um tal comportamento justificaria, assim, os elevados ágios pagos por diversas distribuidoras em seus leilões de privatização. Assim, as decisões de investimento e de endividamento foram incompatíveis com a não realização do mercado e, até, a retração desse, quando do racionamento de energia.

Neste sentido, o primeiro capítulo buscou avaliar os fatores estruturais e conjunturais que condicionaram o desempenho operacional, mas, principalmente financeiro das distribuidoras de energia. Além das características sócio-econômicas dos monopólios territoriais, tratou-se com importante fator estrutural a mudança no arcabouço institucional e

regulatório por que passou o setor elétrico. Entre os fatores conjunturais pesaram o racionamento de energia de 2001 e as desvalorizações cambiais de 1999 e 2003; de modo que, a situação financeira verificada nos indicadores analisados acaba sendo um resultado não só da estratégia de gestão financeira adotada, mas também desses condicionantes.

No segundo capítulo foi feita, além da apresentação da metodologia e das vinte e nove empresas que compõem a amostra deste trabalho, uma breve revisão sobre estudos que analisam o desempenho das distribuidoras no período pós-privatização. Verificou-se serem incipientes os estudos focando sobre a questão do endividamento das distribuidoras e na influência que as estratégias de expansão e financeiras dos grupos de controle podem ter exercido sobre o endividamento. Destaca-se, entretanto, o livro de Tolmasquim *et alli.* (2003), que lança alguns questionamentos neste sentido, sem, todavia, efetuar uma análise empírica da magnitude daquela proposta por este trabalho.

Por fim, no terceiro capítulo e cerne deste estudo, foi analisada a evolução do endividamento das vinte e nove distribuidoras, agrupadas em seus grupos de controle, cuja trajetória recente principalmente na América do Sul e no Brasil também foi apresentada. Foram abordadas as características de perfil, da composição, do custo e a adequação do endividamento ao desempenho operacional. Além disso, buscando rastrear a relação do endividamento de cada distribuidora com a estratégia de seu grupo de controle, foram contempladas também as relações com partes relacionadas verificáveis no pagamento de dividendos a acionistas, no aporte de capital de acionistas na empresa e no investimento em empresas relacionadas.

Assim, na maioria dos casos analisados, não foi possível estabelecer um padrão de endividamento para todas as distribuidoras de um mesmo grupo econômico. Entretanto, alguns grupos apresentaram certos traços que podem ser considerados característicos em termos de estratégia de endividamento, como por exemplo, a captação de recursos em moeda estrangeira por meio da emissão de títulos nas distribuidoras do Grupo AES, as operações com partes relacionadas, incluindo empresas *offshore*, também em moeda estrangeira verificadas na Light (do Grupo EDF) e na Elektro (do Grupo Enron) e as operações de “conta-corrente” no Grupo Rede. Verificou-se, também que as distribuidoras de maior porte (em termos de energia vendida) apresentaram mais dívidas contratadas em moeda estrangeira, o que também foi verificado com mais frequência nas distribuidoras de controle estrangeiro. No caso dessas, comparadas às empresas de controle nacional, constatou-se também uma maior parcela de dívida captada de partes relacionadas (muitas vez por meio da utilização de

empresas *offshore*) e uma utilização maior também da emissão de títulos como instrumento de captação. A emissão de títulos, por sua vez, foi também mais freqüente em distribuidoras que eram as *holdings* de seus grupos.

Ademais, foi constatado que, de fato, as desvalorizações cambias elevaram o saldo dos endividamentos em moedas estrangeira e o racionamento alterou a composição, o perfil e a capacidade de rolagem da dívida de diversas distribuidoras. Esses fenômenos fizeram com que, em alguns casos, como nos grupos AES, Rede, Cataguazes-Leopoldina e, Endesa, fosse implementada a reestruturação do endividamento de suas distribuidoras. Em outros casos, como na Light (EDF) e na Ampla (Endesa), as empresas foram capitalizadas como tentativa de melhora da sua situação financeira. Não se pode deixar de mencionar, ainda, o caso extremo da CEMAR, cujos controladores não suportaram o agravamento de sua situação financeira. Os novos controladores, o Grupo GP, foram selecionados pela ANEEL também em função da aceitação, pelos credores da CEMAR, do plano proposto de reestruturação do endividamento.

Por outro lado, averiguou-se também que a estratégia de endividamento dos grupos esteve bastante relacionada a sua estrutura societária²¹⁵. Além da procura pelos benefícios fiscais, que complexas estruturas de controle podem propiciar, verificou-se que um fator relevante que motivou a estruturação dos grupos na forma evidenciada, com distribuidoras controlando outras distribuidoras e diversas empresas em atividades atípicas à concessão, foi a capacidade de endividamento de cada distribuidoras dentro do grupo. Em outras palavras, principalmente nos grupos brasileiros (CPFL, Cataguazes-Leopoldina e Rede), nota-se que as empresas *holding* dos grupos foram, principalmente no início do período analisado, suas maiores distribuidoras. Nestes grupos, as demais empresas e distribuidoras de menor porte, enquanto controladas, puderam beneficiar-se dos recursos captados por suas controladoras com maior capacidade de endividamento. Assim, em muitos casos, verificou-se que as distribuidoras menores apresentaram indicadores financeiros melhores do que os de suas controladoras, em especial menor alavancagem e uma melhor relação entre endividamento e capacidade de gerar caixa operacional.

Neste sentido, as mudanças societárias exigidas pelo Novo Modelo surtirão efeitos positivos sobre o endividamento das distribuidoras holding. De fato, a Lei n° 10.848, de 2004

²¹⁵ Neste ponto pode surgir o questionamento sobre o por quê de não se ter utilizado as demonstrações consolidadas dos grupos para a análise do endividamento. É importante, assim, mencionar, que a estrutura dos grupos foi evoluindo ao longo do período analisado, de modo que, em diversos casos, não havia demonstrações

já demonstra ter obtido grande sucesso por meio das disposições legais que previram a segregação de atividades: no decorrer de 2005, boa parte dos processos visando a desverticalização e segregação das atividades estranhas à concessão de distribuição foram implementados ou, pelo menos iniciados. A ANEEL chegou a anuir esta segregação para diversas concessões, entre as quais merecem destaque: Ampla, Caiuá, Vale Paranapanema, CEMAT, CELTINS, CELPA, Elektro, Light, COELBA, Enersul e Escelsa. São poucos os grupos e/ ou as empresas que deixaram para finalizar a sua desverticalização entre os anos de 2006 e 2007 (por exemplo: CPFL, Catguas-Leopoldina, CELESC, CEG e CEEE).

Ressalta-se, ainda, que a Elektro concluiu em 2005 o seu plano de capitalização e que os grupos Endesa e EDP optaram por promover reestruturações societárias para, além de desverticalizar as atividades, constituir *holdings* brasileiras, que serão veículos para a captação de recursos no mercado financeiro e de capitais.

No contexto da análise da gestão financeira das distribuidoras no âmbito dos grupos controladores, o presente trabalho acabou também abordando a relevante atuação da ANEEL no sentido de disciplinar as práticas financeiras adotadas. Destaca-se, ainda, o papel crucial desempenhado pelo órgão regulador no aperfeiçoamento do processo regulatório envolvendo as diversas atividades do setor elétrico, a começar pela implementação das revisões tarifárias, de cujo resultado depende o desempenho operacional de todas as distribuidoras (e, por conseguinte, de seu desempenho financeiro também).

Ao contrário do que supunham Tolmasquim *et alli*. (2003), a metodologia de revisão tarifária aplicada pela ANEEL parece ter sido eficiente em garantir que os investimentos atípicos à concessão não onerem o consumidor, reforçando o entendimento que a Lei Geral das Concessões e os contratos de concessão trazem das “receitas acessórias”. Sob esse prisma, com base numa atividade “acessória” deficitária que onere uma concessão não se pode evocar a cláusula de reequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Assim, decisões de investimento arriscadas que os gestores da distribuidora que lhe presta serviço possam implementar não afetarão as tarifas. As distribuidoras que investiram na compra do controle de outras concessionárias, bem como em negócios atípicos ao serviço público delegado, não podem, pois, recorrer ao argumento de desequilíbrio econômico e financeiro para fins tarifários, ou seja, a gestão de seus controladores no sentido de obter a expansão empresarial por meio de ditas distribuidoras não é motivo para revisões tarifárias extraordinárias.

consolidadas que embarcassem todas as distribuidoras dos grupos. A constituição formal de *holdings* dentro dos grupos é um fenômeno recente incentivado pela Lei 10.848/2004.

Por outro lado, embora a metodologia implementada, seja eficiente em blindar as tarifas de investimentos atípicos, ela necessita de aperfeiçoamentos. O mecanismo incentivado que a revisão tarifária implementada se propõe a ser acaba não sendo compatível com as realidades sócio-econômicas com as quais algumas distribuidoras se deparam. Se, por um lado, a empresa de referência é utilizada como um *benchmark* em termos de eficiência no gerenciamento de custos, por outro, existem custos que não dependem exclusivamente da gestão operacional das distribuidoras. As perdas comerciais (não técnicas) na Light são um exemplo notório de quão descasada está a realidade do ótimo. Como fazer com que a Light fature energia em favelas a que nem a polícia tem acesso? Sem contar que muitas distribuidoras apresentam contas a receber elevadíssimas com o setor público e que o poder judiciário no Brasil muitas vezes protege os inadimplentes com liminares quando as distribuidoras decidem pelo corte do fornecimento face à ausência contínua de pagamento. Nota-se, pois, que existem muitas práticas institucionalizadas que protegem inadimplentes e inviabilizam a cobrança da energia faturada, sem que isso seja refletido na metodologia de revisão tarifária. O ano de 2006, todavia, sinaliza para uma melhoria no processo regulatório, uma vez que a ANEEL, com o final do primeiro ciclo de revisões tarifárias, promoverá uma revisão de suas metodologias.

No que concerne, entretanto, o foco de análise deste trabalho, ou seja a gestão financeira das distribuidoras no âmbito dos grupos controladores, merece destaque, conforme já mencionado, a relevante atuação da ANEEL no sentido de disciplinar as práticas financeiras e de investimento adotadas pelas distribuidoras e seus grupos de controle. Como exemplo, cite-se os ofícios questionando a metodologia de amortização de ágio adotados por distribuidoras como AES-Sul, Elektro, COELCE, RGE, CPFL Paulista; os termos de notificações determinando o desfazimento de operações como os resgates de ações (Elektro) e a redução do capital social e reconstituição da reserva de capital (CPFL Paulista); as determinações de venda de ativos que resultaram de investimentos não anuídos pela agência (como a venda das térmicas Termoçu da COSERN, e Termopernambuco, da CELPE, à Guaraniana; as não anuências a operações de emissões de títulos (como a emissão de debêntures pela RGE) ou a planos de reestruturação financeira (como o proposto pelo Grupo Rede, quando a agência entendeu que tal plano oneraria de forma desigual apenas uma das distribuidoras do grupo, a CEMAT); as revogações de autorizações concedidas às distribuidoras do Grupo Rede para celebração de contratos de mútuos entre si; sem contar a intervenção cautelar administrativa na CEMAR para extinguir a concordata preventiva declarada por seus administradores.

Verifica-se, pois, que a agência foi dotada de instrumentos diversos para monitorar e até de influenciar a gestão financeira das distribuidoras quando essa gestão coloca em risco as concessões, conforme amplamente apresentado nas análises do capítulo 3. Ressalta-se, entretanto, que foi necessário um tempo de aprendizado ao órgão regulador na adoção dessa postura de intervenção, o que ocorreu também como resposta à deterioração da situação financeira de algumas distribuidoras como a Light, a AES-SUL e a CEMAR (anterior à intervenção).

Vale mencionar, ainda, que essa atuação da ANEEL ocorre numa fronteira de competências entre órgãos reguladores, uma vez que as transações financeiras, principalmente de empresas de capital aberto e / ou de controle estrangeiro, também acabam estando sujeitas a controles do Banco Central e da Comissão de Valores Mobiliários. Todavia, dadas as especificidades do setor e aos instrumentos de que foi dotada a ANEEL, nota-se que sua atuação acaba cobrindo essas fronteiras.

Outra observação merecedora de registro é a de que a ANEEL vem contribuindo de sobre-maneira com o aumento da transparência nas operações financeiras realizadas pelas concessionárias de distribuição. Se por um lado a captação de recursos por uma empresa *holding* e os mútuos entre empresas do mesmo grupo são considerados uma forma eficiente de *pooling* de crédito, o mesmo não pode ser dito quando a empresa que capta recursos é, ela mesma, uma concessionária com tarifa regulada e quando os contratos de mútuos entre essa e as demais empresas do grupo não prevêm prazo e outras condições para o repagamento da dívida contratada. As operações com partes relacionadas se provaram, pois, o principal alvo de controle da ANEEL no âmbito do endividamento das distribuidoras. Se, por um lado, com o aumento do acesso ao mercado financeiro internacional, instrumentos mais complexos de endividamento como *bridge loans*, emissão de *commercial papers* e constituição de empresas *offshores* se tornaram mais freqüentes e relevantes no financiamento das distribuidoras, por outro pode-se verificar que as operações com *offshores* puderam ser caracterizadas como “caixas pretas”. Pertencente à categoria de operação com parte relacionada, as transações com *offshores*, por inviabilizarem na prática o acompanhamento dos termos de contratação de recursos no exterior (principalmente custo), acabam fazendo das *offshores* um negócio em que o grupo econômico possa ter ganhos financeiros às custas da empresa que capta os recursos no Brasil, no caso, a distribuidora de eletricidade. Disto deriva o fato de a ANEEL estar se empenhado em fazer cumprir as disposições da lei 10.848 de 2004 que prevêm a segregação

de atividades estranhas à concessão, o que já vem acontecendo desde 2005, conforme já mencionado.

Neste ponto ressalta-se que esta imposição de segregação de atividades poderia ter sido prevista na preparação para venda das distribuidoras que seriam privatizadas e em seus editais de privatização. Considerando-se, entretanto, que à época, o objetivo político com a privatização era o da obtenção do maior ágio na venda das empresas públicas, verificou-se, pelo contrário, um incentivo para que se precificasse nas empresas a serem leiloadas a possibilidade de investimentos em atividades correlatas, conforme ocorrido, por exemplo, na COELBA, na COSERN e na CELPE, cujos editais de privatização previam a obrigação desses investimentos. Tal incentivo, também conforme já mencionado, acabou sendo reforçado quando se começou a prever a possibilidade de racionamento de energia elétrica.

Passados esses dois momentos, se verificou que os investimentos em atividades, a partir de então, atípicas à concessão resultaram de estratégias de financiamento muitas vezes arriscadas, ou mais, que o desenho institucional e legal viabilizou a construção de estruturas societárias complexas e pouco transparentes. Destarte, coube ao agente regulador o ingrato papel de cobrar uma mudança de postura dos controladores com o respaldo de regulamentações e de uma nova legislação (a lei 10.848). Se a não-coincidência da personalidade jurídica da empresa com a do contrato da concessão a ser regulado não foi possível num primeiro momento, a partir de 2005 ela se tornou mandatória. Trata-se de um grande avanço no sentido de alcançar uma maior transparência na execução, mas também no financiamento, das atividades reguladas. Para o regulador significa também uma maior clareza sobre o seu escopo de atuação, não restando mais dúvidas sobre possíveis fronteiras de competência.

Vale registrar contudo, que existe ainda um espaço de melhoria para a atuação da agência, na medida em que, como se pode observar, a agência adotou uma postura bastante reativa diante dos desafios de regulação econômica e financeira das distribuidoras. Não se pode, contudo, descontextualizar seu desempenho, uma vez que a postura reativa se deveu também ao fato de a agência e o arcabouço regulatório terem sido construídos após iniciado o processo de privatizações e concomitantemente com o surgimento dos problemas resultantes da falta de regulamentações específicas para este setor em seu novo momento. Não obstante, é importante que se tenha em mente que, se a ANEEL não conseguiu se antecipar a diversos movimentos dos agentes, no que tange à administração financeira das concessões, seria

importante que fosse incorporado no *savoir faire* do regulador essa dimensão de estratégia regulatória, de antecipação.

Tendo analisado o papel do regulador, seria ainda interessante revisar em que medida as políticas setoriais (além da questão da segregação de atividades atípicas ao contrato da concessão de distribuição) podem ter influenciado as estratégias de endividamento e expansão dos grupos econômicos privados no setor elétrico, uma vez que, como se viu, a atuação da agência reguladora esteve inserida num ambiente político em transformação, em termos setoriais.

Conforme já apresentado, ao longo das análises trazidas por este trabalho foi possível verificar que principalmente os grupos de controle estrangeiro aproveitaram a maior abertura econômica do Brasil para captarem recursos no exterior. Nos casos de empresas dos grupos EDF e AES, especificamente, isso significou um aumento da alavancagem a níveis arriscados também como consequência da desvalorização cambial de 1999. O que afetou, entretanto, a saúde financeira das distribuidoras analisadas de sobremaneira foi o racionamento de energia de 2001. A geração de caixa insuficiente para fazer jus ao pagamento dos compromissos financeiros foi uma característica presente em quase todas as distribuidoras analisadas. Não se pode deixar de mencionar, ainda, as decisões de investimento em atividades atípicas e correlacionadas ou as operações de empréstimos entre as diversas empresas dos complexos grupos econômicos que se formaram. Essas operações também contribuíram para o desequilíbrio financeiro das distribuidoras. Como exemplo, cite-se os investimentos do Grupo EDP, em geração, TV a cabo, empresas de engenharia e informática²¹⁶; do Grupo EDF em geração e empresas de prestação de serviço, do Grupo AES em telecomunicações/ cabos; do Grupo Enron em geração e comercialização; do Grupo Endesa em geração; do Grupo Neoenergia em geração, comercialização e comunicação por cabos de fibra ótica; do Grupo CPFL em geração e importação e exportação; do Grupo Rede em geração e comercialização e do Grupo Cataguazes-Leopoldina em geração, agronegócios, transporte aéreo, e outros serviços. Sem contar nas capitalizações efetuadas em empresas *offshores*.

Considerando que na maioria dos casos de deterioração da situação financeira os controladores não capitalizaram suas empresas (pelo menos até final de 2003), o agravamento

²¹⁶ Nota-se que, embora não tenha sido objeto de análise desta dissertação, esse tipo de empresa prestadora de serviço foi outro instrumento utilizado pelos grupos de controle para obterem retorno de seus investimentos no Brasil, uma vez que essas foram contratadas pelas empresas concessionárias de distribuição e/ ou de geração. Apesar de relevante, essa forma de obtenção de retorno não foi abordada neste trabalho pela falta de evidência nas notas explicativas às DFPs sobre a relação entre as distribuidoras e essas empresas prestadoras de serviços.

financeiro dessas acabou onerando a própria empresa e a concessão, além dos demais investidores, em particular os acionistas minoritários.

Na ausência de aportes de recursos por parte dos controladores nas distribuidoras em situação financeira desfavorável, muitos recursos da sociedade acabaram sendo direcionados para as distribuidoras depois do agravamento de sua situação financeira com o racionamento de energia de 2001, uma vez não há interesse para a sociedade de que essas distribuidoras entrem em situação falimentar (uma vez que a continuidade do serviço é imprescindível para a manutenção de condições mínimas de saúde e vida). Ressalta-se, entretanto, que as decisões de endividamento e de investimento, que não foram compatíveis com a geração de caixa no momento posterior ao racionamento, foram feitas num momento em que o setor era encarado com maior otimismo, em que havia expectativas de bons retornos, conforme argumentado por Hall (2004), Cepal (2005) e outros.

Um bom exemplo dos recursos destinados para auxiliar a suportar o setor de distribuição foi a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE). A RTE derivou da garantia de que as distribuidoras seriam compensadas das perdas financeiras decorrentes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. Sem prejuízo do reajuste tarifário anual contratual das distribuidoras, a ANEEL homologou o montante relativo à recomposição de receita, cite-se a Resolução nº 480, de 29 de agosto de 2002, que relacionou 42 distribuidoras, totalizando um custo para a sociedade de mais de R\$ 5 bilhões.

Neste ponto surge o questionamento sobre se esse valor deveria de fato ser cobrado do consumidor. Atualmente, os investidores são dotados de diversos instrumentos de gerenciamento de riscos e de quantificação desses. O risco de racionamento é um risco inerente a setores elétricos, principalmente a um setor elétrico como o brasileiro, que tem uma base predominantemente hidrelétrica e que necessita de vultosos investimentos em transmissão para viabilizar o intercâmbio da energia entre regiões superavitárias e deficitárias. O risco de racionamento constitui, em regra, um elevado risco de perdas financeiras, porém com baixa probabilidade de ocorrência. Estes são os riscos que os investidores podem ou não apreçar no momento de avaliarem suas estratégias de investimento, de acordo com sua preferência ao risco. Por outro lado, enquanto os riscos individuais são seguráveis, pode ser impossível ou proibitivamente caro cobrir um risco que atinge a todos, ou seja, um risco sistêmico.

Destarte, o que determinou, entretanto, a cobrança dessa recomposição tarifária do consumidor foi a opção política de se fazer de um “fato da natureza”, que poderia ter sido precificado e assumido pelo investidor, um “fato da administração”. Assim, o poder concedente chamou para si o risco do racionamento e rateou o seu custo entre os consumidores. Ressalta-se, todavia, que, no caso das distribuidoras brasileiras, deixar com que os investidores arcassem com a perda de receita resultante de um risco notadamente não precificado não constituiu uma alternativa política, uma vez que significaria, para muitas distribuidoras, colocar em risco a continuidade do serviço prestado, dada a crítica situação financeira em que já se encontravam então.

Outro exemplo foi o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras Energia Elétrica, criado em setembro de 2003 pelo BNDES como resposta à crise financeira no segmento. Nota-se que recursos “subsidiados” foram colocados à disposição dos investidores que enfrentaram problemas de administração financeira. Mais uma vez, seria preferível à sociedade “empatar” um dos recursos mais baratos do mercado neste segmento do que arriscar a continuidade dos serviços, mesmo sabendo-se que os problemas financeiros enfrentados pelas distribuidoras derivaram, em grande parte, de suas decisões de endividamento e de investimento. É importante ressaltar que, até final de 2005, esse programa não havia encontrado adesão por parte das distribuidoras. Nas notas explicativas às demonstrações financeiras padronizadas, principal fonte de informação do presente estudo, detectou-se, contudo, uma sinalização de que diversas distribuidoras estariam implementando esforços para se adequarem às condições de elegibilidade do programa. Entre essas, destaca-se a adoção de padrões de governança corporativa para o enquadramento no Novo Mercado da Bovespa. Trata-se de mais uma expectativa no sentido de que a estratégia de gestão financeira das distribuidoras passará a observar os interesses da concessão, uma vez que um dos objetivos do Novo Mercado é o de assegurar os direitos dos acionistas minoritários, e, como vimos, a maior parte das distribuidoras apresentam acionistas minoritários.

Há de se destacar, contudo, que o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras Energia Elétrica serviu muito mais a um intuito político: o de socorrer às distribuidoras no ínterim da formatação do Novo Modelo do Setor Elétrico (que só foi lançado por meio da promulgação da Lei 10.848 em março de 2004), que daria as novas diretrizes de funcionamento do setor e que buscava corrigir alguns comportamentos, viáveis pelo modelo anterior, mas co-responsáveis pelo agravamento da crise financeira das distribuidoras.

Neste ponto é importante abordar o papel desempenhado pelo BNDES no período analisado. Há dois pontos que merecem ser ainda discutidos. O já mencionado relatório do TCU (Relatório TC-013.137/2003-8), mas principalmente o Acórdão AC-0221-07/05-P. apontam para um comportamento pouco conservador do BNDES na concessão dos financiamentos às privatizações no setor elétrico. De fato, verificou-se casos extremos como o da Eletropaulo, cujo controlador não teve que aportar garantias para os recursos captados. Independentemente do questionamento sobre a boa fé dos gestores do banco à época, é indiscutível que havia um consenso político sobre a relevância de o BNDES participar do financiamento das privatizações. O segundo diz respeito a utilização do BNDES na concessão de créditos sob a forma de adiantamentos da RTE e da CVA no momento seguinte ao racionamento, como resultado do Acordo Geral do Setor Elétrico. Trata-se, sem sombra de dúvida, de mais um exemplo em que se considerou imprescindível que o banco viesse a socorro de uma atividade considerada essencial para o desenvolvimento econômico e social do país.

Não obstante do impacto que políticas de governo possam ter sobre o desempenho das empresas do setor elétrico, conclui-se, pois, que este setor, em especial, o segmento de distribuição, está caminhando sobre uma curva de aprendizado. A euforia inicial e a regulamentação insipiente, que condicionaram as decisões de investimento e endividamento das distribuidoras e que, entre outros fatores, acarretaram em sua crise financeira, são dois obstáculos, cujas conseqüências estão sendo superadas com o aperfeiçoamento do processo regulatório, com o reforço das bases institucionais do setor e com a estabilidade macroeconômica. Desde 2004, muitas distribuidoras e seus grupos de controle obtiveram sucesso no refinanciamento de suas dívidas, na emissão de títulos, estruturação de fundos de direitos creditórios e na abertura de capital, sem terem tido que recorrer ao programa do BNDES. Há de se mencionar, contudo, que tais operações só se tornaram viáveis com o aumento da transparência dentro dos grupos econômicos. Esta nova conjuntura associada às mudanças decorrentes das reestruturações societárias exigidas pelo Novo Modelo, seus impactos sobre o endividamento das distribuidoras e sobre a estratégia de gestão financeira dos grandes grupos econômicos atuantes no segmento de distribuição, constituem, entretanto um tema para futuras pesquisas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABARCA, C.; FARIA, E.; FERNANDES, H.; GOMES, A. (2002). “O Setor Elétrico” em *BNDES 50 Anos – Histórias Setoriais*. Disponível em <http://www.bndes.gov.br>. Acesso em fevereiro de 2004.
- ABATE, G.; CODOGNET, M.K.; GLACHANT, J.M.; LÉVÊQUE, F. (2001). *Mergers and acquisitions in the European Electricity Sector – Cases and Patterns*. CERNA, Centre d'économie industrielle, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, Paris.
- ABRADEE (2003). *Análise Econômico Financeira das Distribuidoras – RE-Abradee-04-03*. Apresentação contratada à empresa de consultoria Trevisan. Setembro de 2003.
- ARAÚJO, J.L; BORENSTEIN, C.; CAMARGO, C.; CUNHA, C.; SANTANA, E.; PINTO JUNIOR, H. (1999). *Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro*. Editora Sagra Luzzatto.
- ANEEL (2003 A). *Anexo II – Metodologia e cálculo do custo de capital de concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil - Audiência Pública AP 008/2003, Nota Técnica N° 041/2003/SRE/ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Regulação Econômica, fevereiro de 2003.
- ANEEL (2003 B). *Anexo III – Metodologia e cálculo da estrutura ótima de capital de concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil - Audiência Pública AP 008/2003, Nota Técnica N° 041/2003/SRE/ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Regulação Econômica, fevereiro de 2003.
- ANEEL (2003 C). *Nota Técnica 108/2003 – SFF / ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Fiscalização Financeira.
- ANEEL (2003 D). *Nota Técnica n° 318/2003 – SFF / ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Fiscalização Financeira.
- ANEEL (2003 E). *Relatório n° R F - COELCE / 2003 - SFF*. Relatório de Acompanhamento da Fiscalização na Companhia Energética do Ceará - COELCE. Processo n° 48500.002531/03-85 - TN n° 147/2003-SFF -

Emissão: 14/07/2003 - Período de Fiscalização: 10/07/03. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Fiscalização Financeira.

ANEEL (2004 A). *Nota Técnica nº 137/2004 – SFF / ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Fiscalização Financeira.

ANEEL (2004 B). *Nota Técnica nº 75/2004 – SFF / ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica, Superintendência de Fiscalização Financeira.

ANEEL (2004 C). *Resolução Homologatória Nº 166, 13 de julho de 2004*.

ANUATTI-NETO, F.; BAROSSO-FILHO, M.; CARVALHO, A.G.; MACEDO, R. (2002). *Financial and operational Performances of newly Privatized Firms in Brazil: A panel Analysis*. FIPE/IBD, São Paulo.

ANUATTI-NETO, F.; HOCHSTETLER, R.L. (2002). *Brazil's Electricity Market Design: An assessment*. Texto para Discussão, Série Economia. FEA-RP, USP, Ribeirão Preto.

BACON, R. (1999). "A Scorecard for Energy Sector Reform in Developing Countries". *Energy and Development Report 1999 – Energy after the Financial Crises*, Washington, DC, pp.50-55

BDO TREVISAN (2005). *Parecer Técnico Acerca da Aplicação das Práticas Contábeis Atuais sobre Ágio Registrado Contabilmente pela AES Sul - Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.*. Parecer Técnico contratado pela Agência Nacional de Energia Elétrica em agosto de 2005.

BAUMOL, W.; PANZER, J; WILLIG, R. (1982). *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. Nova Iorque, Harcourt Brace, Jovanovich.

CARVALHO, M. A. S. (2001). *Texto para discussão Nº 847: Privatização, Dívida e Déficit Públicos no Brasil*. IPEA. Rio de Janeiro.

CEPAL (2005). *La inversión extranjera em América Latina y el Caribe*. Publicação das Nações Unidas. Santiago do Chile.

CORREIA, T. B.; MELO, E.; SILVA, A. J.; COSTA, A. M. A. (2005). *Contra-Reforma Institucional da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado*. Artigo apresentado no VI Congresso de

- Regulação, organizado pela Associação Brasileira das Agências de Regulação (ABAR), maio de 2005, Manaus.
- COSTA, A. (2002). *O Banco Mundial na Década de 90: Política de Empréstimo para Energia e o Papel do Setor Privado*. Monografia de graduação, Instituto de Economia, UFRJ.
- FADIGAS, E. A. A.; LIMA, W. S.; RAMOS, D. S. (2000). *Novo Ambiente Regulatório Brasileiro, Regras de Mercado e Condicionantes para Geradores Termelétricos*. Relatório Preliminar. Contrato 621.2.002.00.5 PETROBRAS / FUSP.
- FERREIRA, C. K. L. (2000). “Privatização do setor elétrico no Brasil”. Em *A Privatização no Brasil – O Caso dos Serviços de Utilidade Pública*, editado por. PINHEIRO, A.C.; FUKASAKU, K. Rio de Janeiro: OECD / BNDES, pp. 181 - 220.
- GOMES, A.A.C. (1998). *A Reestruturação das Indústrias de Rede: Uma Avaliação do Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação de mestrado. UFSC, Florianópolis.
- GONÇALVES, J. F. L. (1998). *Transição Institucional e Recomendação de Preço Mínimo na Reestruturação Societária, Patrimonial e Operacional do Setor Elétrico (1995 – 98)*. Relatório Preliminar.
- HALL, D. (2004). *Electricity in Latin America, 2004*. Public Services International Research Unit (PSIRU), University of Greenwich, Londres.
- IDEC (2001). *Evolução das Tarifas de Energia Elétrica – Impactos para o consumidor Residencial*. Texto de referência do Idec/ outubro/ 2001. Disponível em <http://www.idec.org.br> . Acesso em janeiro de 2005.
- IDÍCIUS, S.; MARTINS, E.; GELBCKE, E. R. (2003). *Manual de Contabilidade das Sociedades por Ações (Aplicável às Demais Sociedades)*, Sexta Edição. Editora Atlas, São Paulo.
- KIKERI, S.; NELLIS, J.; SHIRLEY, M. (1994). “Privatization: Lessons from Market Economies”. Em *The World Bank Research Observer*, vol. 9, no. 2, pp. 241-272. Washington, DC.
- LEAL, C. F. C. (1998). “Ágios, Envelopes e Surpresas: Uma Visão Geral da Privatização das Distribuidoras Estaduais de Energia Elétrica”. Em *Revista do BNDES 12/1998*. Disponível em <http://www.bndes.gov.br>. Acesso em fevereiro de 2004.

- MELLO JR., L. R. (2000). "Privatização e Governança Empresarial no Brasil". Em *A Privatização no Brasil – O Caso dos Serviços de Utilidade Pública*, editado por. PINHEIRO, A.C.; FUKASAKU, K. Rio de Janeiro: OECD / BNDES, pp. 73 - 102.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, BNDES, ANEEL, TESOURO NACIONAL (2003). *Relatório de Análise Econômico-Financeiro de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica*. Maio de 2003.
- MOTA, R. L. (2003). *The Restructuring and Privatisation of Electricity Distribution and Supply Business in Brazil: A Social Cost-Benefit Analysis*. DAE Working Paper WP 0309, University of Cambridge, Department of applied Economics.
- NELLIS, J. (1994). *Is Privatization Necessary?* FPD Note No. 7, Banco Mundial, Washington, DC.
- NESTOR, S.; MAHBOOBI, L (2000).). "Privatização de Serviços Públicos: O Caso da OCDE". Em *A Privatização no Brasil – O Caso dos Serviços de Utilidade Pública*, editado por. PINHEIRO, A.C.; FUKASAKU, K. Rio de Janeiro: OECD / BNDES, pp. 105 - 144.
- OLIVEIRA, A, PINTO JUNIOR, H. (1998) (orgs.). *Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: inovações financeiras e novo modo de organização industrial*. Editora Garamond, Rio de Janeiro
- OLIVEIRA, R. G. (1999). *As Novas Estratégias das Empresas Privatizadas do Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação de mestrado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro.
- PINHEIRO, A. C. (1996). Impactos microeconômicos da privatização. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, Rio de Janeiro, v. 26, n.3, p. 357-398.
- PINHEIRO, A.C. (1999). "Privatização no Brasil: Por quê? Até onde? Até quando?". Em *A economia Brasileira nos anos 90*. Organizado por GIAMABIAGI, F.; MOREIRA, M.M. rio de Janeiro, BNDES, pp. 111 – 144.
- PINHEIRO, A.C.; GIAMABIAGI, F. (2000). "Os antecedentes macroeconômicos e a estrutura institucional da privatização no Brasil". Em *A Privatização no Brasil – O Caso dos Serviços de Utilidade Pública*, editado por. PINHEIRO, A.C.; FUKASAKU, K. Rio de Janeiro: OECD / BNDES, pp. 15 - 43.
- PINHEL, A.C.C. (2000). *Simulação de uma usina térmica a gás no novo contexto do setor elétrico brasileiro: uma análise risco x retorno*. . Dissertação de mestrado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro.

- PINTO JR., H. Q. (1993). *Financement, Investissement et Mode d'Organisation des Industries Electriques: Le cas des pays d'Amérique Latine*. Tese de doutorado em economia aplicada – Université Pierre Mendès-France de Grenoble, Centre National de la Recherche Scientifique, Institut d'Economie et de Politique de l'Energie, Grenoble.
- PIRES, M. C. P. (2000). *Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica: uma análise contratual*. Dissertação de mestrado, IE, UFRJ, Rio de Janeiro.
- PIRES, J.C.L.; PICCINI, M. (1999): “A Regulação dos Setores de Infra-estrutura no Brasil”. Em *A Economia Brasileira nos Anos 90*. . Organizado por GIAMABIAGI, F.; MOREIRA, M.M. Rio de Janeiro, BNDES, pp. 217 – 260.
- PIRES, J.C.L.; ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M. T. (1998). *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo – uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Editora Relume Dumará.
- PITCHER, G. (1999) “Centrica’s £1.1bn deal with AA leads way to multi-utility future”. Em *Marketing Week*, 8 de julho de 1999, p. 21. Disponível em : PROQUEST. Acesso em abril 2003.
- PRATES, C. P. T.; LEAL, R. P. C. (2005). “Algumas Considerações sobre os Determinantes da Estrutura de Capital nas Empresas Brasileiras”. Em *Revista Brasileira do BNDES*, Rio de Janeiro, volume. 12, nº. 23, pp. 201-218, junho de. 2005.
- PROCIANOY, J. L. (2001). “Brazil Company partnership models”. Em *International Review od Financial Analysis*, volume 10, pp 307 – 322.
- RIGOLON, F.; GIAMBIAGI, F. (1999). “A Renegociação das Dívidas e o Regime Fiscal dos Estados”. Em *A economia Brasileira nos anos 90*. Organizado por GIAMABIAGI, F.; MOREIRA, M.M. Rio de Janeiro, BNDES, pp. 111 – 144.
- ROCHA, K.; GARCIA, F. A. A. (2005). *Do Ranking das Distribuidoras ao Risco de Crédito no Pool – A Remuneração dos Investimentos em Geração Elétrica no Brasil*. Texto para Discussão Nº 1086, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Rio de Janeiro.
- ROSS, S., WESTERFIELD, R., JORDAN, B. (1998). *Princípios de Administração Financeira*. . Editora Atlas, São Paulo.

- SPIEGEL, Y.; SPULBER, D. F. (1994). "The capital structure of a regulated firm". Em *The RandJournal of Economics*. Vol. 25, Nº 3, Outono de 1994, pp. 424 – 440.
- SPIEGEL, Y.; SPULBER, D. F. (1997). "Capital Structure and Countervailing Incentives". Em *The RandJournal of Economics*. Vol. 28, Nº 1, Primavera de 1997, pp. 1 – 24.
- THOMAS, S. (2001). *The Seven Brothers*. Public Services International Research Unit (PSIRU), School of Computing and Mathematics, University of Greenwich, Londres
- TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO – TCU (2003). *Relatório TC-013.137/2003-8*.
- TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO – TCU (2005). *Acórdão AC-0221-07/05-P*.
- TAVARES, M. (2003). *Análise e evolução da Tarifa Social de energia Elétrica no Brasil, 1985/ 2002*. Dissertação de mestrado. ESALQ, USP, Piracicaba.
- TOLMASQUIM, M. T.; OLIVEIRA, R. G.; CAMPOS, A. F. (2003). *As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro: Estratégias e Performance*. Editora Cenergies, COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro.
- WERNECK, Rogério L. F. (1987). *Empresas Estatais e Política Macroeconômica*. Rio de Janeiro: Editora Campus.

ANEXOS

ANEXO A - Características das 64 distribuidoras de eletricidade em 2003

R\$ Mil										
Distribuidoras	Região	Nº de Clientes	Nº de empregados	Nº Clientes / empreg.	Receita Bruta	Receita Líquida	Resultado do Serviço	Receitas/despesas financeiras	Resultado Operacional	Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício
CERON	Norte	343.188	508	676	415.221	340.680	(14.558)	(21.756)	(36.314)	(36.257)
ELETROACRE	Norte	125.729	210	599	148.962	120.989	(7.366)	(4.552)	(11.918)	(12.877)
CEAM	Norte	161.451	1.079	150	301.600	267.606	(88.927)	(9.106)	(98.033)	(97.920)
BOA VISTA	Norte	58.082	198	293	72.543	57.699	(73.468)	2.542	(70.926)	(70.863)
MANAUS ENERGIA	Norte	383.894	427	899	1.673.383	1.424.931	(117.119)	26.244	(90.875)	(90.798)
CEPISA	Nordeste	667.593	1.195	559	317.094	244.208	(38.108)	(56.893)	(95.001)	(95.641)
CEAL	Nordeste	635.940	915	695	420.928	306.766	(2.440)	(43.889)	(46.329)	(46.859)
Federais		2.375.877	4.532	524	3.349.731	2.762.879	(341.986)	(107.410)	(449.396)	(451.215)
DME-PC	Sudeste	54.180	254	213	62.880	48.341	11.046	45.384	56.430	56.533
COCEL	Sul	30.492	84	363	39.816	26.700	5.333	(1.587)	3.746	3.884
FORCEL	Sul	5.530	35	158	5.794	3.909	387	60	447	332
ELETROCAR	Sul	29.342	1.077	27	29.782	21.553	3.044	(1.354)	1.690	626
DEMEI	Sul	24.051	111	217	21.426	15.674	4.367	43	4.410	4.558
Municipais		143.595	1.561	92	159.698	116.177	24.177	42.546	66.723	65.933
CER	Norte	20.183	220	92	27.737	25.486	(29.166)	(9.449)	(38.615)	(38.780)
CEA	Norte	113.255	616	184	114.606	96.870	326	(13.645)	(13.319)	(13.397)
CEMIG	Sudeste	5.744.200	11.302	508	7.967.945	5.623.317	1.226.466	335.090	1.561.556	1.197.642
COPEL-D	Sul	3.095.487	4.464	693	3.984.461	2.786.405	(217.473)	127.110	(90.363)	(75.671)
CELESC	Sul	1.886.648	3.625	520	2.973.938	2.139.020	341.217	(121.963)	219.254	168.189
CEE	Sul	1.282.035	2.561	501	2.054.338	1.530.978	(126.563)	(15.372)	(141.935)	(145.325)
CELG	C Oeste	1.795.065	1.858	966	1.640.864	1.157.740	182.950	123.933	306.883	308.372
CEB	C Oeste	659.442	1.214	543	947.048	694.908	31.545	(6.152)	25.393	(21.202)
Estaduais		14.596.315	25.860	564	19.710.937	14.054.724	1.409.302	419.552	1.828.854	1.379.828
TOTAL	PODER PÚBLICO									
		17.115.787	31.953	536	23.220.366	16.933.780	1.091.493	354.688	1.446.181	994.546

R\$ Mil										
Distribuidoras	Região	No de Clientes	No de empregados	No Clientes / empreg.	Receita Bruta	Receita Líquida	Resultado do Serviço	Receitas/ despesas financeiras	Resultado Operacional	Lucro/ Prejuízo Líquido do Exercício
PIRATININGA	Sudeste	1.153.173	1.012	1.139	2.234.026	1.654.554	192.974	(24.851)	168.123	108.820
CPFL	Sudeste	3.027.567	2.948	1.027	4.461.371	3.336.522	258.264	(337.043)	(32.550)	(40.780)
RGE	Sul	1.052.282	1.318	798	1.591.100	1.169.121	128.724	(106.824)	(27.771)	(23.158)
Grupo VBC (CPFL)		5.233.022	5.278	991	8.286.497	6.160.197	579.962	(468.718)	107.802	44.882
CELPA	Norte	1.183.351	2.352	503	1.226.183	873.476	156.850	(61.590)	96.096	58.300
CELTINS	Norte	281.522	757	372	231.888	165.461	14.322	(27.558)	(11.753)	(10.973)
CEMAT	C Oeste	706.456	1.671	423	1.182.756	827.536	80.098	(123.026)	(35.769)	(50.423)
EEVP	Sudeste	138.120	343	403	156.573	121.072	7.721	(43.071)	(151.759)	(149.534)
CAIUA	Sudeste	180.562	345	523	228.834	183.066	41.850	(182.207)	(194.344)	(189.486)
CNEE	Sudeste	83.460	152	549	96.132	72.959	13.344	(4.465)	8.879	5.510
EEB	Sudeste	98.732	232	426	146.911	107.792	8.454	(6.505)	1.763	672
CFLO	Sul	40.780	76	537	49.304	33.463	6.854	(2.083)	4.771	3.237
Grupo REDE		2.712.983	5.928	458	3.318.581	2.384.825	329.493	(450.505)	(282.116)	(332.697)
CFCL	Sudeste	297.960	726	410	272.201	201.660	46.227	(75.205)	(28.978)	15.328
CENF	Sudeste	79.416	88	902	71.950	49.565	1.683	(1.669)	14	1.654
SAELPA	Nordeste	831.609	1.438	578	459.656	349.287	68.405	(12.892)	55.513	35.984
CELB	Nordeste	130.900	215	609	80.066	70.260	5.342	(1.747)	3.595	3.097
ENERGIPE	Nordeste	434.281	811	535	398.724	305.762	77.198	(60.571)	16.627	16.181
Grupo CATAGUAZES		1.774.166	3.278	541	1.282.597	976.534	198.855	(152.084)	46.771	72.244
CLFSC	Sudeste	154.449	448	345	164.404	124.240	18.608	4.657	8.940	1.436
SULGIPE	Nordeste	81.880	331	247	40.601	30.870	2.522	(1.661)	861	2.697
COOPERALIANÇA	Sul	25.119	68	369	23.894	18.011	2.440	82	2.522	779
HIDROPAN	Sul	12.021	45	267	14.505	10.221	1.509	(565)	944	1.422
EFLUL	Sul	3.833	36	106	11.362	8.022	30	23	53	37
MUXFELDT	Sul	6.305	20	315	6.054	4.338	1.375	13	1.388	1.125
UENPAL	Sul	12.684	72	176	9.833	7.293	(648)	(7)	(655)	(799)
CHESP	C. Oeste	25.480	103	247	15.322	10.832	933	(253)	751	445
ELFSM	Sudeste	63.824	252	253	62.897	46.624	3.637	(44)	3.977	6.199
IGUAÇU	Sul	23.507	107	220	27.955	21.171	868	(719)	149	74
JOÃO CESA	Sul	2.156	12	180	3.293	2.313	(12)	40	28	6
Outros (controladores diversos)		411.258	1.494	275	380.120	283.935	31.262	1.566	18.958	13.421
TOTAL GRUPOS PRIVADOS NACIONAIS		10.131.429	15.978	634	13.267.795	9.805.491	1.139.572	(1.069.741)	(108.585)	(202.150)

R\$ Mil										
Distribuidoras	Região	No de Clientes	No de empregados	No Clientes / empreg.	Receita Bruta	Receita Líquida	Resultado do Serviço	Receitas/despesas financeiras	Resultado Operacional	Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício
COELCE	Nordeste	2.108.355	1.375	1.533	1.433.166	1.029.656	161.243	(98.354)	62.889	91.440
AMPLA	Sudeste	1.925.247	1.517	1.269	2.271.566	1.538.346	(15.974)	(266.210)	(203.828)	(75.376)
Grupo ENDESA		4.033.602	2.892	1.395	3.704.732	2.568.002	145.269	(364.564)	(140.939)	16.064
CEMAR	Nordeste	1.116.361	1.430	781	547.843	422.587	50.917	(98.666)	(47.749)	(52.999)
Grupo GP		1.116.361	1.430	781	547.843	422.587	50.917	(98.666)	(47.749)	(52.999)
COSERN	Nordeste	804.105	633	1.270	609.925	467.557	94.965	(31.456)	63.509	57.825
CELPE	Nordeste	2.482.782	1.771	1.402	1.650.241	1.185.491	180.072	(123.997)	56.075	97.882
COELBA	Nordeste	3.495.400	2.848	1.227	2.397.203	1.781.053	402.689	(295.463)	135.151	165.742
Grupo NEOENERGIA		6.782.287	5.252	1.291	4.657.369	3.434.101	677.726	(450.916)	254.735	321.449
ELETROPAULO	Sudeste	5.056.957	4.006	1.262	8.649.213	6.431.923	795.252	28.073	823.325	86.275
ÀES-SUL	Sul	994.600	693	1.435	1.540.746	1.119.492	142.304	146.482	288.510	288.126
Grupo AES		6.051.557	4.699	1.288	10.189.959	7.551.415	937.556	174.555	1.111.835	374.401
BANDEIRANTE	Sudeste	1.239.106	1.288	962	2.183.415	1.674.395	157.830	(56.625)	101.205	98.655
ESCELSA	Sudeste	968.165	1.305	742	1.356.517	943.697	120.169	143.307	282.922	176.928
ENERSUL	C.Oeste	613.837	940	653	748.491	563.585	93.469	(37.662)	57.997	13.893
Grupo EDP		2.821.108	3.533	799	4.288.423	3.181.677	371.468	49.020	442.124	289.476
CPEE	Sudeste	44.216	114	388	57.153	44.502	5.868	(3.377)	28.480	28.081
CSPE	Sudeste	59.285	122	486	76.593	58.685	10.459	(2.105)	30.207	30.138
CLFM	Sudeste	34.758	61	570	37.027	28.906	3.054	546	3.600	3.097
CJE	Sudeste	25.575	67	382	78.490	58.342	15.317	169	19.976	17.783
Grupo CMS ENERGY		163.834	364	450	249.263	190.435	34.698	(4.767)	82.263	79.099
LIGHT	Sudeste	3.369.033	3.649	923	5.466.501	3.780.084	413.183	(529.863)	(417.509)	(488.403)
Grupo EDF		3.369.033	3.649	923	5.466.501	3.780.084	413.183	(529.863)	(417.509)	(488.403)
ELEKTRO	Sudeste	1.819.421	2.301	791	2.445.362	1.785.235	250.274	151.626	396.542	357.282
Grupo ENRON		1.819.421	2.301	791	2.445.362	1.785.235	250.274	151.626	396.542	357.282
TOTAL GRUPOS PRIVADOS ESTRANGEIROS		26.157.203	24.120	1.084	31.549.452	22.913.536	2.881.091	(1.073.575)	1.681.302	896.369
TOTAL GERAL (64 Concessionárias)		53.404.419	72.051	741	68.037.613	49.652.807	5.112.156	(1.788.628)	3.018.898	1.688.765

Fonte: ANEEL.

ANEXO B - Detalhamento sobre Empréstimos e Financiamentos contraídos pelas distribuidoras do Grupo EDP

Empréstimos e Financiamentos com Partes Relacionadas

Na Escelsa a única operação de empréstimo e financiamento cujos recursos tiveram como origem partes relacionadas já foi bastante detalhada e diz respeito à aquisição, pela controladora EDP em 2002, das *senior notes* emitidas em 1997.

A Enersul, por sua vez, captou recursos continuamente junto a sua controladora, Magistra, por meio de contrato de mútuos. Conforme já mencionado, são poucos os detalhes fornecidos pelas notas explicativas às DFPs da empresa sobre essa operação, mas é possível fazer algumas suposições também com base nos números que constam nas Demonstrações de Origens e Aplicações de Recursos²¹⁷: o primeiro mútuo foi assinado em 1999, com vencimento previsto para 2001, num montante em torno de R\$ 50 milhões; no ano seguinte a empresa teria captado outro mútuo no valor de aproximadamente R\$ 33 milhões; entre 2000 e 2001 a Enersul teria amortizado boa parte desses (transferindo a sua controladora mais de R\$ 130 milhões); em 2002 as partes assinaram três novos contratos de mútuo com vencimento no ano seguinte totalizando mais de R\$ 55 milhões; em 2003 teriam ingressado mais R\$ 47 milhões e, do total de recursos devidos em mútuos, aproximadamente R\$ 90 milhões venceram e foram pagos à Magistra em 2004, apresentando o saldo restante vencimento previsto para 2005.

No caso da Bandeirante, o primeiro financiamento obtido junto a partes relacionadas foi um empréstimo de capital de giro com o Bradesco (quando esse ainda fazia parte do grupo de controle), no valor de R\$ 180 milhões em 1999. Com a cisão, conforme já extensivamente abordado, a Bandeirante trocou uma dívida com o Tesouro Nacional por outra com a controladora, EDP Brasil, no valor de R\$ 472,9 milhões. Em 2002 e 2003 foram pagos R\$ 150 milhões em cada ano e o saldo restante, que incorporou os encargos incorridos e não pagos em 2003, passou a apresentar amortizações mensais em 24 meses, com vencimento final em 2006. Conforme já mencionado, essa troca de dívida, por um lado, reduziu a exposição da empresa ao risco cambial, mas, por outro, significou uma antecipação significativa de seu vencimento, o que representou para a empresa uma necessidade adicional de recursos para honrar as parcelas vincendas.

Empréstimos e Financiamentos com o BNDES

Junto ao BNDES a Escelsa captou, em 1999, R\$ 131 milhões para investir em transmissão e distribuição, com vencimento em 2010 e remuneração à TJLP+ 3,8%. Em 2002, a empresa recebe os recursos relacionados com o racionamento e, em 2003, recursos em moeda estrangeira com atualização dada pela UMBNDES + 3,5% também com vencimento em 2010. A Enersul, conforme já explicitado, apresentou o mesmo tipo captação junto ao BNDES, com a diferença que os recursos captados em 1999, com remuneração à TJLP + 3,85% foram liquidados em 2004 e uma nova captação foi feita nesse ano, com vencimento previsto para 2007, sendo que parte dessa com recursos remunerados à TJLP + 4% e outra à UMBNDES + 4%. A Bandeirante, por sua vez, não fez captações ainda de recursos remunerados à UMBNDES. A empresa apresentou financiamentos na categoria FINAME desde 1999 e recebeu os recursos da recomposição tarifária extraordinária em 2002 (R\$ 306 milhões) e de adiantamento da parcela A em 2004 (R\$ 78 milhões).

Debêntures e Outros Títulos

Os únicos títulos emitidos pela Escelsa durante o período analisado foram as *senior notes* já mencionadas. A Enersul, por sua vez, não fez nenhuma emissão de títulos ao longo do período.

A Bandeirante, conforme já mencionado, buscando substituir os recursos de curto prazo captados junto a instituições financeiras em 1999, emitiu, em 2000, debêntures conversíveis em ação com vencimento de curto prazo num montante de R\$ 280 milhões. Parte dessas foi convertida em ação no mesmo ano e o restante foi resgatado por R\$ 301 milhões durante o ano seguinte. Em 2003 a empresa emitiu notas promissórias num valor total de R\$ 180 milhões, conforme já mencionado, para incrementar as disponibilidades de caixa da empresa.

Empréstimos e Financiamentos com Instituições Financeiras e Outros

Aparentemente²¹⁸ a Escelsa não contratou empréstimos e financiamentos junto a instituições financeiras até o ano de 2002. Nesse ano, a Escelsa realizou uma operação de

²¹⁷ Recebimento dos recursos dos mútuos podem estar incluídos na categoria “Origens – Dos Acionista – Coligadas e Controladas ou Controladoras” e pagamento das amortizações desses em “Aplicações – Coligadas e Controladas ou Controladoras” ou “Aplicações – Amortização de Dívida com Controladora”.

²¹⁸ As notas explicativas às DFPs da Escelsa não discriminavam as transações com instituições financeiras até o ano de 2001. Até esse ano, então, se esse tipo de operação tiver ocorrido, ele foi incluído pela empresa na categoria “outros” o que foi mantido nesse trabalho.

conta garantida e as demais junto a instituições financeiras em moeda estrangeira. Para essas operações a empresa fez proteção contra risco de variação cambial (*swaps*). No ano seguinte a empresa contratou novas operações de crédito de curto prazo junto a instituições financeiras, porém essas em moeda nacional. No ano de 2004 a Escelsa rolou parte da dívida de curto prazo contratando novas operações de crédito, em sua maioria de curto prazo, junto a instituições financeiras.

No caso da Enersul, conforme já mencionado, a parcela de recursos captados junto a instituições financeiras se tornou mais relevante a partir de 2001. Algumas observações podem, assim ser tecidas sobre essas captações. Em 1997, o saldo de empréstimos e financiamentos verificado resultava de captações em moeda estrangeira. Em 1999 a empresa captou recursos também em moeda estrangeira com o Deutsche Bank para a construção da usina termelétrica modular de Campo Grande (ativo de geração da empresa), com amortização programada até 2010. Em 2001 a empresa faz várias captações de curto prazo, operações de swap foram atreladas à maioria dos financiamentos em moeda estrangeira, e nesse ano a empresa capta recursos do FCO. Por fim, em 2002, a Enersul faz sua primeira captação de conta garantida.

A Bandeirante, sua vez, criada com a cisão da Eletropaulo em 1998, já fez suas primeiras captações de recursos de curto prazo junto a instituições financeiras nesse mesmo ano. No ano seguinte, foram captados novos recursos em moeda estrangeira em operações de conta garantida e capital de giro. Essas operações foram liquidadas em 2000 com os recursos captados pela emissão de debêntures, conforme mencionado. Em 2001, a empresa realizou operações de leasing/ arrendamento mercantil e de conta garantida. Em 2002 fez captações em moeda estrangeira (atreladas a operações de swap). Por fim, em 2004, captou US\$ 100 milhões junto ao BID com vencimento em até 8 anos para investimento e mais US\$ 36 milhões com vencimento de curto prazo junto à instituição financeira estrangeira; ambas as operações contando com *swap* cambial.

Na categoria “outros” foram incluídos, no caso da Escelsa, o que a empresa denominou também de “outros” ou, genericamente, de “moeda nacional” e as operações com a Eletrobrás. Na Enersul, “outros” englobou Eletrobrás, Tesouro Nacional e Fundação Enersul; e na Bandeirante, o Tesouro nacional, a Fundação CESP, consumidores e a Eletrobrás.

ANEXO C - Detalhamento sobre Empréstimos e Financiamentos contraídos pelas distribuidoras do Grupo AES

Empréstimos e Financiamentos com Partes Relacionadas

Assim como a Light, a Eletropaulo também constituiu empresas *offshores* para captar recursos no exterior. Já em 1998, a Eletropaulo assinou contrato de linha de crédito de reservas externas (indexado ao dólar) com vencimento em 2009 com sua controlada no exterior, a Metropolitana Overseas, a qual fez uma colocação de títulos (*fixed rate notes*) junto a um consórcio de bancos no exterior com vencimento previsto para 2000, resultante num ingresso de R\$ 673 milhões (US\$ 580 milhões, à época) na Eletropaulo. Para o refinanciamento desses empréstimos no exterior, a controlada, Metropolitana Overseas II, fez uma nova captação de recursos no exterior no ano de 2000 através de lançamentos de *short term notes* num montante total de US\$ 467 milhões, vencíveis entre 2001 e 2005; a Metropolitana Overseas foi incorporada à Metropolitana Overseas II em agosto de 2001.

Em 2001 a Eletropaulo contratou um *intercompany loan* com sua controlada, Metropolitana Overseas II, que captou, para esse propósito²¹⁹, US\$ 60 milhões com vencimento no ano seguinte. Um novo *intercompany loan* foi firmado entre essas empresas, em 2002, no valor de US\$ 9 milhões com vencimento para o ano seguinte.

A AES Sul, por sua vez, só efetuou uma captação de recursos com partes relacionadas (AES Endersa) no ano de 2002, no valor de R\$ 34,6 milhões (US\$ 13,8 milhões).

Empréstimos e Financiamentos com o BNDES

Com base na tabela 3.12, verifica-se que a Eletropaulo não apresentou empréstimos oriundos do BNDES até 2002, o que se deve ao fato de haver um limitador no montante concedido pelo BNDES por grupo econômico, no caso, a AES, que detinha significativas dívidas junto ao banco em função de recursos captados para a aquisição as Eletropaulo por meio da AES Elpa (ex-Lightgás) e da AES-Transgás.

Em 2002 ingressam os primeiros empréstimos do BNDES à Eletropaulo no âmbito do programa criado com o acordo geral do setor elétrico, que previu uma recuperação de margem

²¹⁹ No mesmo ano, a Metropolitana Overseas II captou recursos no exterior de várias instituições financeiras no montante de US\$ 460.000 vencíveis entre 2002 e 2009.

e um adiantamento da CVA; e em 2003 a Eletropaulo captou um empréstimo na linha FINAME,

No caso da AES Sul, é possível verificar um empréstimo do BNDES remunerado pela TJLP desde 2000, empréstimo esse bastante inexpressivo se comparado com o total do saldo devedor na cifra de empréstimos e financiamentos. Em 2004 a empresa recebeu recursos referentes a à CVA, não tendo aderido inicialmente ao Acordo geral do Setor Elétrico e, conseqüentemente, recebido o apoio referente à recuperação de margem a partir de 2002.

Em 2003, o Grupo AES tornou-se inadimplente com o Sistema BNDES em função da não liquidação dos empréstimos e financiamentos obtidos junto a esse para a aquisição as Eletropaulo. A essa ocorrência sucedeu-se um processo de negociação entre as partes que resultou na criação de uma *holding*, a Brasileira Energia, constituída para deter e exercer o controle acionário das seguintes empresas do Grupo AES: AES Tietê, Eletropaulo, e AES Uruguaiana, e para assumir a totalidade da dívida da AES Transgás e da AES Elpa com o Sistema BNDES. O Relatório Anual da AES do ano de 2003 fornece mais detalhes sobre a operação:

“AES has owned an interest in Eletropaulo since April 1998, when the company was privatized. In February 2002 AES acquired a controlling interest in the business and as a consequence started to consolidate it. AES financed a significant portion of the acquisition of Eletropaulo, including both common and preferred shares, through loans and deferred purchase price financing arrangements provided by the Brazilian National Development Bank—(“BNDES”), and its wholly-owned subsidiary, BNDES Participações S.A. (“BNDESPAR”), to AES’s subsidiaries, AES Elpa S.A. (“AES Elpa”) and AES Transgas Empreendimentos, S.A. (“AES Transgas”). Despite an interim restructuring in 2002, AES Elpa and AES Transgas were unable to meet scheduled maturities in 2003. On January 30, 2003 and March 3, 2003 these loans entered into default. BNDES did not exercise its right to accelerate those loan amounts after the defaults. BNDES also elected not to exercise its cross-default rights with respect to Eletropaulo’s rationing loans. Further, these defaults also gave certain lenders to Eletropaulo acceleration rights that were not exercised. After several months of negotiations with BNDES, we were able to execute a restructuring agreement, which included the following major terms.

- Creation of Brasileira Energia S.A., a new holding company owned by AES, through a direct ownership of 50.01% of common shares, and BNDESPAR, through a direct ownership of 49.99% of common shares and ownership of non-voting preferred shares giving BNDES approximately 53.84% of total equity capital of Brasileira Energia S.A.;
 - AES transferred ownership of AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda., AES Tiete SA and Eletropaulo to Brasileira Energia S.A.;
 - AES contributed \$90 million to Brasileira Energia S.A. for future payment of debt; and
 - Reduction of BNDES debt from approximately \$1.3 billion (including interest) to \$510 million evidenced by debentures which are convertible into shares of Brasileira Energia S.A. upon the occurrence of an event of default, which would give BNDESPAR control of Brasileira Energia S.A.
- The transaction became effective on January 30, 2004 after approval from ANEEL and the Central “

Debêntures e Outros Títulos

Conforme mencionado anteriormente, as debêntures e demais títulos emitidos constituíram a principal fonte de endividamento oneroso no período analisado para as distribuidoras do grupo AES.

Em 1997 a Eletropaulo já apresentava em seu passivo debêntures emitidos antes de 1992²²⁰ e *euro commercial papers* em moeda estrangeira emitidos em 1996, sendo esse últimos renovados em 1999 com um limite de US\$ 200 milhões. A linha de crédito referente a esses títulos foi aumentada para US\$ 400 milhões em 2001. Em 2002, a Eletropaulo efetuou pagamento de US\$ 150 milhões e, para a rolagem dos demais títulos referentes a essa emissão foram realizadas cinco Ofertas Públicas de Permuta (*exchange offer*) para uma emissão de US\$ 1000 milhões de *euro commercial papers* com vencimento em dezembro de 2002, em que os detentores dos papéis puderam trocar seus papéis originais por novos papéis com diferentes características. Em dezembro de 2004, o total referente a essas emissões ainda em circulação era de aproximadamente US\$ 19 milhões.

Em 1998, a Eletropaulo fez sua 6ª emissão de debêntures, que foi liquidada em 2000. Nesse ano, contudo, além de a empresa ter feito a colocação da 7ª emissão de debêntures, essa emitiu títulos no exterior mediante agenciamento de bancos estrangeiros.

Com o Bank Boston (EUA), a Eletropaulo efetuou operação de crédito externo, sob a modalidade de *floating rates notes* com vínculo à exportação, sendo essa operação, num valor total de US\$ 350 milhões e vencimentos diversos entre 2002 e 2005, garantida pela Eletropaulo Comercial Exportadora, empresa constituída para “a) comprar e vender, importar e exportar, por conta própria e de terceiros, sob comissão ou consignação, de: 1) qualquer tipo de energia, principalmente a elétrica; 2) produtos relacionados a telecomunicações e informática em geral, por quaisquer meios disponíveis; 3) produtos de origem agrícola, animal ou mineral, em estado natural ou industrializados; e 4) toda matéria-prima relativa aos objetos sociais descritos nas letras acima; e b) a participação em outras sociedades, como sócia, acionista ou quotista”²²¹. Verifica-se, assim, a captação por uma concessionária de distribuição de uma dívida no exterior vinculada à exportação, muito embora esse não seja o objeto de suas atividades.

A outra emissão de *floating rates notes* foi agenciada pelo JP Morgan (EUA) junto a um consórcio de bancos, no valor de US\$ 225 milhões com vencimento único em 2002. Conforme consta nas notas explicativas às DFPs de 2002,

“Na data de vencimento original foi efetuado pagamento correspondente a 15% do principal, e o restante postergado até a reestruturação dos termos e condições deste instrumento. Em 29.11.02, 85% do saldo remanescente foi convertido para reais e os outros 15% permaneceram denominados em US\$. Adicionalmente, uma parcela do empréstimo para capital de giro da Metropolitana Overseas II Ltd, no

²²⁰ Entre essas vale mencionar as debêntures da 3ª emissão, detidas pela Fundação CESP que era a mantenedora do plano de suplementação de aposentadoria e pensão e as da 4ª emissão, detidas pela CESP, de quem a Eletropaulo comprava energia.

²²¹ Vide notas explicativas às DFPs da Eletropaulo do ano de 2000, item “Investimentos”.

valor de US\$ 30.000, com vencimento original em fevereiro de 2003, foi convertida para reais e agregada a este empréstimo. O montante convertido em reais tem juros equivalentes a variação da CDI+5,5% a.a. e o montante em dólares, Libor + 5,5% a.a. Os juros são pagos trimestralmente, a partir de janeiro de 2003, e o principal tem o vencimento da primeira parcela em fevereiro de 2003, e as demais parcelas com vencimento trimestral a partir de julho de 2003, e com vencimento da última parcela em agosto de 2004”.

Em 2001, ocorreu uma nova captação de recursos estrangeiros via emissão de *floating rates notes* junto a um consórcio de bancos liderado pelo Deutsche Bank no valor de US\$ 60 milhões, com vencimento previsto para 2003. Metade desse recurso foi utilizada para constituir capital de giro na Metropolitana Overseas II e teve seus termos repactuados na operação mencionada anteriormente.

No âmbito do processo de readequação de suas dívidas, todas as emissões remanescentes em 2003, com exceção dos primeiros *euro commercial papers*, foram canceladas e o saldo devedor relacionado a essas, incorporado aos empréstimos sindicalizados.

Já no caso da AES-Sul, a emissão de títulos se deu em menor escala do que na Eletropaulo, muito embora tenha sido responsável pela maior parte do endividamento oneroso no período.

Conforme já mencionado, em março de 1998, a AES Sul assinou contrato de linha de crédito de reservas externas, mediante lançamento de *floating rate notes*, em regime de colocação pública, no valor de US\$ 729,234 milhões, vencíveis em abril de 2009 com pagamento de juros trimestrais até o final do contrato. Como, aparentemente, essa dívida esteve relacionada àquela captada pela controladora, AES Guaíba Empreendimentos, incorporada à AES Sul em 1998, é possível inferir que a concessão estava assumindo a dívida captada para sua própria aquisição. Talvez com o intuito de amenizar os efeitos que essa incorporação de dívida tenha causado à situação financeira da AES Sul, essa acabou cedendo, em 2001, conforme já mencionado, parte dessa dívida a sua nova controladora, AES Guaíba II Empreendimentos.

Ainda relacionado à dívida contraída com o lançamento das *floating rate notes*, também em consonância com aquilo que já foi relatado, a empresa emitiu 2 séries de debêntures no ano de 2001 com vencimento previsto para o ano de 2004, totalizando uma captação de R\$ 250 milhões, com o intuito de pagar os juros das *floating rate notes*. Em 2004, os debenturistas aprovaram a reestruturação dessa dívida, que teve o seu vencimento rolando para dezembro de 2008. entre as condições de repactuação, pode-se destacar redução dos

juros remuneratórios para cada uma das séries, de CDI + 4,5% a.a. para CDI + 2% a.a. para a 1ª série, enquanto para a 2ª série, de IGP-M + 14,9% a.a. para IGP-M + 12,9%.

Empréstimos e Financiamentos com Instituições Financeiras e Outros

Até o ano de 2000, todos os empréstimos contraídos junto a instituições financeiras foram empréstimos indexados a moedas estrangeira, em sua maioria, o dólar norte-americano. A partir deste ano passam a constar, sob essa categoria, recursos obtidos sob forma de conta garantida ou capital de giro, denominados em moeda nacional.

Em 2003 incorpora essa cifra a execução de duas cartas de fiança, totalizando US\$ 20.358 mil, referentes à inadimplência em relação à operação estruturada pelo Bank Boston, mencionada anteriormente, que foram honradas pelos bancos HSBC e Bank Boston. A partir de então, a Eletropaulo passou a ser devedora desse montante, convertidos em reais, a esses dois bancos; e os encargos referentes a essa dívida passaram a ter correções diárias com base na variação do CDI adicionada de um *spread* entre 0,26% e 0,48% ao mês.

Em 2004, a cifra de empréstimos e financiamentos com instituições financeiras se torna mais representativa em função da troca de dívidas ocorrida no processo de readequação do passivo oneroso da empresa que resultou na assunção de dois empréstimos sindicalizados, conforme já mencionado.

No caso da AES Sul, os empréstimos captados junto a instituições financeiras não tiveram muita significância. Tratou-se de recursos de capital de giro em moeda nacional.

No que tange à cifra “outros”, a Eletropaulo manteve durante todo período financiamentos junto ao Tesouro Nacional (Resolução nº 96/93) e o Clube de Paris²²² (Resolução nº 7/92); integraram também essa cifra a Eletrobrás e a Fundação CESP. Já para AES Sul, a cifra outros foi composta por empréstimos e financiamentos captados junto a consumidores²²³; junto à Eletrobrás e, em 2004, à Itaipu; junto à Fundação Eletrocee²²⁴; e para operação de leasing.

²²² A dívida referente ao Clube de Paris tem origem no processo de renegociação da dívida externa ocorrida no início da década de 90, quando a Eletropaulo ainda era uma empresa estatal. Segundo a Secretaria do Tesouro Nacional, o “Clube de Paris é uma instituição informal - sem existência jurídica reconhecida – e reúne um grupo de países credores, em geral da OCDE, com o propósito de renegociar a dívida governamental de alguns países em dificuldades financeiras. Para ter seu débito externo renegociado junto ao Clube de Paris, o país deveria aderir à condição essencial de adoção de um programa de estabilização aprovado pelo Fundo Monetário Internacional – FMI” (disponível em http://www.stn.fazenda.gov.br/divida_publica/downloads/div_r_cparis.pdf).

²²³ Refere-se a convênios de devolução de valores adiantados por esses no financiamento de suas ligações à rede de distribuição. Estes valores, até 1998, eram devolvidos em quatro anos a partir da data de conclusão da instalação, sem a incidência de juros ou atualizações monetárias. Os adiantamentos recebidos após o ano de

ANEXO D - Detalhamento sobre Empréstimos e Financiamentos contraídos pela Elektro

Empréstimos e Financiamentos com Partes Relacionadas

As operações de empréstimos e financiamentos, conforme já mencionado, são difíceis de serem acompanhadas. Vale contudo mencionar alguns fatos ocorridos com essa parcela tão relevante da dívida da Elektro.

Com a incorporação da Terraço Participações, foi incorporada a dívida dessa com sua subsidiária, Terraço Investments, no valor de US\$ 500 milhões, utilizados para financiar parte da aquisição da Elektro.

A princípio, essa dívida havia sido captada pela Terraço Investments junto a instituições financeiras sendo que, já em 1999, a Enron Development Funding Corp. já constava como nova credora da Terraço nessa dívida em decorrência de alguma transação não explicada. Em 2000, parte dessa obrigação (equivalente a US\$ 250 milhões) foi assumida pela Enron Brazil Power Holdings IV (EPBH IV), em contrapartida, crédito de mesmo valor que a Terraço Investment tinha a receber junto a outras empresas do grupo foi transferido à EPBH IV. Em dezembro de 2001, a Enron Development Funding Corp concedeu à Terraço a prorrogação dos prazos de pagamentos do restante das obrigações devidas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003 prevendo sua liquidação integral em 2004, bem como a Terraço também concedeu às empresas do grupo a prorrogação dos pagamentos de todas as obrigações devidas no mesmo período. Em 2003, o prazo de vencimento dos débitos detidos entre as partes foi prorrogado novamente para 2005.

Em relação às dívidas que Elektro apresentava a favor da Terraço Investments, em 1999, essa foi assumida pelas empresas controladoras da Elektro então, EPC, Enron Investimentos Energéticos (EIE) e Energia Total do Brasil (ETB) - todas empresas do grupo Enron. Parte dessa dívida foi convertida em capital da Elektro, conforme já mencionado (equivalente a US\$ 250 milhões) e a maioria do saldo restante dessa dívida passou a apresentar vencimento em 2008.

1998 passaram a ser devolvidos no prazo de um ano, atualizado pela variação do IGP-M. Vide notas explicativas às DFPs de 2004.

²²⁴ Conforme notas explicativas às DFPs de 2004, “o valor dos empréstimos junto à Fundação Eletroceee refere-se ao contrato de confissão de dívida, assumido em decorrência do desmembramento do contrato total com a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE”, empresa que foi reestruturada e deu origem à AES Sul, privatizada em 1997.

Outra dívida entre partes relacionadas que merece ser abordada e já foi mencionada, é aquela contraída pela Elektro junto à ETB em 1999, quando a ETB liquidou uma dívida que a Elektro tinha a favor da Eletrobrás, equivalente a US\$ 213 milhões. Em 2002, a Elektro e a ETB renegociaram os termos referentes a essa obrigação, conforme explicitado nas notas explicativas às DFPs desse ano:

“ - pagamento do principal, anteriormente previsto em uma única parcela em 23 de dezembro de 2007, para 11 (onze) parcelas semestrais, consecutivas e no valor de US\$ 19,4 milhões, a primeira a vencer na mesma data de 23 de dezembro de 2007 e a última em 23 de dezembro de 2010;

- postergação do pagamento dos juros vencidos em 23 de dezembro de 2001 (US\$ 12,9 milhões) para pagamento em 23 de junho de 2004, sem qualquer incidência de quaisquer encargos adicionais;

- pagamento dos juros devidos em 2002, 2003 e em dezembro de 2007 (US\$ 64,8 milhões), sobre os quais se obteve um desconto de 37,6% em 11 (onze) parcelas semestrais, iguais e consecutivas, no valor de US\$ 3,7 milhões cada, iniciando-se em 23 de dezembro de 2007 e com término em 23 de dezembro de 2012, sem qualquer incidência de quaisquer encargos adicionais; e

- pagamento de juros semestrais à taxa de 12% a.a. sobre o principal de US\$ 213 milhões, entre junho de 2004 e junho de 2007, não havendo incidência de quaisquer juros ou encargos sobre o principal a partir de dezembro de 2007.”

A reestruturação da dívida entre Elektro e ETB resultou num ganho de R\$ 86,2 milhões para Elektro e, em contrapartida, essa concordou em participar como garantidora e avalista das obrigações da ETB junto ao IBCI e, posteriormente, ao Citigroup. Essas obrigações tiveram origem em 1999, quando, para liquidar o saldo da dívida da Elektro em favor da Eletrobrás, a ETB havia emitido *fixed rate notes* no mesmo valor em favor da Enron Development Funding Ltd. Essa dívida foi vendida pela Enron Development Funding Ltd ao Banca Intesa S.p.A (IBCI) em 2000, de modo que esse se tornou o credor da ETB. Em 2004, o IBCI cedeu para o Citigroup Financial Products Inc. todos os direitos e obrigações vinculadas à nota de US\$ 213 milhões, devida pela ETB.

Por fim, é importante mencionar que em 2001, os credores concederam à Elektro a prorrogação dos pagamentos de todas as obrigações devidas às empresas ligadas entre dezembro de 2001 e dezembro de 2003, postergando seus vencimentos para 2007 e 2008, com exceção de uma dívida de curto prazo captada em 2001 no valor de R\$ 8,3 milhões junto à Enron Brazil Services e uma dívida de R\$ 267 milhões com a EPC, cujo vencimento foi previsto para junho de 2005.

Debêntures e Outros Títulos

A Elektro fez uma única emissão de debêntures não conversíveis em ação em 2000. Foram colocadas a mercado 1.200 debêntures de um total de 6.250, permanecendo o restante em tesouraria. Ingressou, assim, na empresa um montante de R\$ 12 milhões referentes a essa

captação, que apresentaram remuneração a IGP-DI + 11,4% a.a., com vencimento previsto para 10 de maio de 2005.

Empréstimos e Financiamentos com Instituições Financeiras e Outros

Só ocorreram captação de empréstimos e financiamentos junto a instituições financeiras nos anos de 2001 e 2002. Tratou-se da captação de recursos para capital de giro.

Na categoria “outros” foram incluídos empréstimos contratados junto à Fundação CESP, e à Eletrobrás²²⁵.

²²⁵ A dívida inicial com a Eletrobrás foi quitada em 1999 pela ETB, conforme já mencionado. Ingressaram, contudo, novos recursos da Eletrobrás ao longo do período analisado: em 2000, recursos do Programa Luz no Campo; em 2002, recursos do Programa Reluz e, em 2004, recursos do Programa Luz para Todos.

ANEXO E - Detalhamento sobre Empréstimos e Financiamentos contraídos pelas distribuidoras do Grupo ENDESA

Empréstimos e Financiamentos com Partes Relacionadas

Em 1997 a CERJ constituiu uma empresa *off-shore*, a CERJ Overseas, a qual lhe repassou um financiamento externo captado no mesmo ano junto aos bancos JP Morgan e ao Chase Manhattan, no montante de US\$ 75 milhões, com vencimento final em 2002. Este empréstimo foi garantido por carta fiança da CERJ. No ano seguinte, a CERJ Overseas lançou fixed rate notes no valor de US\$350 milhões com vencimento final em 2008, garantidos pela Distriluz, (controladora da COELCE), na qual a CERJ detinha 36,43% de participação. Essas dívidas passaram a constituir o principal componente do endividamento ao longo do período analisado. Em 2004, o grupo decidiu de reestruturar o passivo oneroso da empresa, de modo que a CERJ Overseas foi vendida para a Enersis Internacional e o empréstimo passivo de US\$ 350 milhões da Ampla com a CERJ Overseas foi cindido, formando um novo contrato de empréstimo com a Enersis de US\$ 250 milhões. Parte deste empréstimo, no montante de US\$ 243.649 mil, equivalente a R\$ 710.000, foi convertida em ações, integralizando o capital social da Ampla. Concomitantemente foi firmado um novo contrato de mútuo com a Enersis Internacional no valor de US\$163.296 mil com juros de 11,2% a.a..

A segunda operação de empréstimos e financiamentos relevante foi a subscrição pelos acionistas da Ampla das debêntures conversíveis em ação emitidas por essa em 1999, num valor total de R\$ 360 milhões. Essas, conforme já mencionado, foram convertidas em capital em 2000 e 2002.

No caso da COELCE, contudo, apesar de não constar na tabela 3.22, as notas explicativas às DFPs do ano de 2003 fazem alusão ao vencimento nesse ano de um contrato de mútuo pactuado no montante de R\$ 15 milhões com sua controlada indireta, a CEJ / Ampla. Por insuficiência de informações mais detalhadas sobre esse empréstimo (como, por exemplo, data de contratação), esse não foi incluído nos dados analisados.

Debêntures e Outros Títulos

Apesar de a Ampla ter emitido debêntures em 1999, conforme já mencionado, essas não foram categorizadas nessa cifra por esse estudo, dado que foram integralmente subscritas por partes relacionadas.

Em 2004, a Ampla fez uma nova emissão, com o objetivo de concluir a reestruturação de seu passivo, buscando reduzir a participação dos empréstimos e financiamentos de curto prazo, que, em sua maioria, foram obtidos junto a instituições financeiras. Foram, assim, emitidas 29.400 debêntures com valor nominal de R\$ 10 mil, não conversíveis em ação, com vencimento final em 2007.

A COELCE fez uma única emissão de debêntures não conversíveis em ação em 2004, no valor de R\$ 88,5 milhões, com remuneração de 116% de CDI e vencimento após 2009. Recursos de curto prazo já tinham sido, contudo, captados por meio da emissão de notas promissórias nos anos de 2000 (R\$ 55 milhões) e 2001 (R\$ 150 milhões).

Empréstimos e Financiamentos com Instituições Financeiras e Outros

Para a Ampla, até o ano de 2000, os recursos captados junto a instituições financeiras não podiam ser considerados significativos. A partir desse ano, contudo, a Ampla passou a captar mais recursos de curto prazo junto a essas, sendo que em 2001, ingressaram aproximadamente R\$ 150 milhões em moeda estrangeira.

Apesar de a empresa ter emitido debêntures em 2004 com o intuito de alongar o perfil de sua dívida, não se verificou uma redução dos empréstimos e financiamentos de curto prazo obtido de instituições financeiras significativo. De fato, dois empréstimos em moeda estrangeira foram liquidados, embora a empresa tenha captado novos recursos de curto prazo junto a instituições financeiras no Brasil. O que se conseguiu, assim, foi reduzir a exposição cambial da empresa. Por fim, a cifra “outros”, foi composta por empréstimos e financiamentos concedidos por Eletrobrás, Furnas e Fundação Brasileiros²²⁶.

No caso da COELCE, contudo, a cifra “outros” dominou o endividamento oneroso da empresa até o ano de 2001, quando foi substituída pelas “instituições financeiras”. Em “outros” constavam a Eletrobrás, a União e a FAELCE (fundação COELCE de Seguridade Social). Em 2000, a COELCE fez sua primeira operação de conta garantida, no valor de R\$ 15 milhões. Em 2001 foram captados aproximadamente R\$ 170 milhões em recursos de curto prazo junto a instituições financeiras no exterior. Em 2002, a COELCE captou mais US\$ 64 milhões junto ao BEI e ao ABN Amro Bank, no exterior, empréstimos esses contudo, de longo prazo. No final de 2003, a empresa realizou o refinanciamento de suas dívidas de

²²⁶ Em 1996, a CERJ (Ampla) assinou com a Fundação CERJ de Seguridade Social – BRASILETROS um contrato de consolidação de dívida relativo às contribuições mensais da mantenedora (CERJ) não repassadas no período de agosto de 1987 a setembro de 1996.

curto prazo com algumas instituições financeiras credoras (Bradesco, HSBC e Santander), no valor total de US\$ 42 milhões; e realizou operações do tipo COMPROR com o Banco Santander num valor de quase US\$ 8 milhões. A empresa frisou que essas operações em moeda estrangeira contratadas em 2003 contaram com proteção contra variação cambial.

ANEXO F - Detalhamento sobre Empréstimos e Financiamentos contraídos pelas distribuidoras do Grupo Neoenergia

Empréstimos e Financiamentos com Partes Relacionadas

No grupo Neoenergia, tanto COELBA quanto COSERN captaram empréstimos e financiamentos junto a partes relacionadas, o que não se aplica à CELPE.

A primeira operação com partes relacionadas verificada diz respeito à emissão de intercompany notes contra a COELBA em favor de sua controlada *offshore*, Garter, para internalizar os recursos captados por essa junto ao Chase Manhattan, no valor de US\$ 300 milhões utilizados para a aquisição da COSERN. As intercompany notes tinham vencimento em 2005 ao passo que a operação de crédito da Garter previa um vencimento em 1999. Segundo as notas explicativas às DFPs de 1997 da COELBA, essa estava “convicta que as operações planejadas para serem realizadas pela Garter [propiciariam] o fluxo de caixa necessário para amortização do referido empréstimo nos prazos contratuais estabelecidos coma instituição financeira.” Em 2002, a Garter rolou o vencimento da dívida para 2004. Em 2004, por outro lado, a Garter liquidou essa dívida por meio da captação de novos recursos junto a diversas instituições financeiras, no valor total de US\$ 303,7 milhões; 54% dos quais apresentando vencimento em 2005. Vale notar que parte dessa nova dívida contraída pela Garter foi referenciada em reais.

No ano de 2000, a COELBA captou recursos junto a sua controladora, então, Guaraniana, também por meio de contrato de mútuo, num valor de aproximadamente R\$ 20 milhões. Sobre essa transação muito pouco foi informado pela notas explicativas, constata-se, contudo que foi liquidada no ano seguinte.

A COSERN, por sua vez, fez um único mútuo de curto prazo com sua controladora COELBA, no ano de 1998, no valor de R\$ 37,8 milhões. Vale mencionar que esse não tinha termos bem definidos, conforme consta nas notas explicativas às DFPs de 1998: “Os juros incidentes sobre o contrato de mútuo com a sua controladora Companhia de Eletricidade do esta da Bahia – COELBA, são revistos mensalmente, de forma a se adequar aos níveis de mercado”. Esse mútuo foi liquidado no ano seguinte com recursos obtidos mediante emissão de notas promissórias.

Empréstimos e Financiamentos com o BNDES

Em 1999, a COELBA fez duas captações em reais (logo, remuneradas à TJLP) de recursos junto ao BNDES, a primeira na categoria FINEM, com vencimento previsto para 2006, e a segunda, por meio do banco BMC²²⁷, para aquisição da Coelbanet, com vencimento em 2003.

Posteriormente, pelo fato de a empresa ter aderido ao Acordo do Setor Elétrico, em 2002 e 2003 ingressaram os recursos relacionados à recomposição tarifária extraordinária e ao adiantamento da CVA. Essa foi também a única modalidade de financiamento que a CELPE recebeu do BNDES ao longo do período analisado.

A COSERN, por sua vez, já apresentava em 1997 um empréstimo repassado pelo Banco do Brasil, captados em 1994 a uma taxa fixa de 10,136% a.a. e com vencimento em 2014 a título de “parcelamento de débitos referentes a empreendimentos BNDES”²²⁸. No ano de 2000, a empresa captou recursos de FINEM com vencimento previsto para 2008 a TJLP + 4,5% ao ano. E, em 2002, ingressam os recursos relacionados à recuperação da margem perdida com o racionamento.

Debêntures e Outros Títulos

Os únicos títulos emitidos pela COELBA no período analisado foram debêntures²²⁹. Apesar a COELBA já apresentar em 1997 um saldo relativo a debêntures, essas foram emitidas em 1996 no valor de R\$ 225 milhões e convertidas em ações preferenciais em 1998.

Em 2000, com o intuito de alongar o perfil de sua dívida e financiar investimentos, a COELBA emitiu R\$ 120 milhões em debêntures com vencimento final em 2003 e com remuneração dada por 102,5% da variação da taxa média do CDI. Com a liquidação das debêntures em 2003, a COELBA fez suas 3ª e 4ª emissões, ambas não conversíveis em ação, no ano de 2004. A 3ª emissão, no valor de R\$ 85,3 milhões, tem a sua remuneração atrelada à variação do dólar, acrescida de spread de 10,8% a.a. e prevê o resgate no prazo de vencimento de 10 anos. A 4ª emissão, por sua vez, no valor de R\$ 450 milhões, é remunerada pelo CDI + 3,5% a.a., prevendo um resgate no vencimento em 4 anos.

²²⁷ Segundo a leitura das notas explicativas, embora em diversos anos essa operação conste como tendo sido contratada em 1998, ela só aparece entre as operações a partir de 1999.

²²⁸ Vide notas explicativas às DFPs de 1998 a 2000 e 2002 em diante. Maiores detalhes sobre essa operação, embora aparentemente contraditórios, constam das notas explicativas às DFPs da COSERN de 2001: “Contrato particular de Confissão e Composição de Dívidas entre a União, através do Banco do Brasil e a COSERN, conforme Lei 8.727 de 05/12/1993.”

²²⁹ As *intercompany notes*, apesar de serem títulos, por terem sido integralmente adquiridas pela controlada, Garter, ficou caracterizada como um mútuo.

Se, por um lado, a COELBA não fez uso da emissão de notas promissórias, o mesmo não pode ser dito da COSERN, que, em 1999, fez duas emissões de notas promissórias, todas com vencimentos de 180 dias, num valor total de R\$ 106 milhões. A primeira, com remuneração dada por 101% da variação do CDI, foi utilizada para amortizar o contrato de mútuo assinado com a COELBA no ano anterior. Uma pequena parcela dos recursos da segunda emissão (remunerada a 102,4% da variação do CDI), por sua vez, foi utilizada para pagar um saldo de conta garantida, ao passo que o restante serviu para resgatar as primeiras notas da primeira emissão.

A COSERN ainda fez duas emissões de debêntures no período analisado. A primeira emissão, em 2000, no valor total de R\$ 75 milhões, remunerada a 104,5% da variação do CDI, com vencimento em 2003, teve o intuito de liquidar as notas promissórias emitidas no ano anterior e gerar recursos para investimentos na emissora. Em 2004 a COSERN fez sua segunda emissão pública de debêntures, que per fez um montante de R\$ 120 milhões com prazo de vencimento de 4 anos contados da data da emissão e remunerado a CDI + 2,5% a.a.

A CELPE, por sua vez, fez sua primeira emissão de debêntures em 2004 no valor de R\$ 127,9 milhões a serem resgatadas no prazo de vencimento de oito anos. Conforme já mencionado, essa emissão teve a relevância de melhorar o perfil da dívida da empresa, alongando o seu vencimento. Contudo, apesar de a emissão ser em moeda nacional, o valor delas ao longo dos oito anos será atualizado pela variação do dólar ao passo que a remuneração é pré-fixada a uma taxa de 11,3% a.a..

Empréstimos e Financiamentos com Instituições Financeiras e Outros

Conforme já mencionado, ao longo de todo o período analisado, constou entre os empréstimos e financiamentos contratados pela COELBA junto a instituições financeiras o saldo devedor referente a recursos obtidos do BID e do KfW em moeda estrangeira ainda na década de 80, com vencimentos previstos para ocorrer entre 2006 e 2011. O mesmo se aplica à CELPE em relação ao KfW e ao banco do Brasil, sendo que o vencimento desses empréstimos devem ocorrer entre 2024 e 2026²³⁰.

²³⁰ Os recursos do KfW foram captados em 1996 para investimento na distribuição em áreas rurais, subestações e linhas de transmissão, ao passo que os recursos do Banco do Brasil captados também em moeda estrangeira estão relacionados ao acordo da dívida externa do estado, provavelmente.

A COELBA empresa passou a recorrer aos bancos principalmente para a captação de recursos de curto prazo (capital de giro) e leasing. Em 1999, a empresa captou novos recursos de curto prazo em moeda nacional junto a diversos bancos, num valor aproximado de R\$ 47 milhões. Em 2001 ingressam os primeiros empréstimos em moeda estrangeira captados junto a instituições financeiras no exterior desde a privatização as primeiras operações de leasing.

No caso da COSERN e da CELPE, essas apresentaram empréstimos e financiamentos com instituições financeiras ao longo de todo o período. Os recursos foram obtidos, em sua maioria, para formação de capital de giro, e, conforme já mencionado, até 2001, não se contratou recursos em moeda estrangeira. Todos recursos denominados em moeda estrangeira que ingressaram nessas distribuidoras entre 2001 e 2003, por sua vez, foram captados junto a instituições financeiras.

Na cifra “outros” constam, para a COELBA empréstimos e financiamentos obtidos junto à FAELBA, à Eletrobrás e a consumidores; para a COSERN junto à Eletrobrás, à CHESF e à FASERN; e para a CELPE, junto à CHESF, Eletrobrás e Fundação CELPO

ANEXO G - Detalhamento sobre Empréstimos e Financiamentos contraídos pelas distribuidoras do Grupo CPFL

Empréstimos e Financiamentos com Partes Relacionadas

Apesar de ser possível detectar inúmeros mútuos entre a CPFL Paulista e partes relacionadas, essa foi na maioria dos casos, conforme já mencionado, credora nesses contratos. É, entretanto, possível detectar dois contratos de mútuo em que essa constituía a parte devedora: um mútuo de curto prazo de cerca de R\$ 60 milhões com a Votorantim em 1998 e outro com a CPFL Geração, em 2001, de aproximadamente R\$ 40 milhões. Tendo em vista que não há informações detalhadas sobre essas transações, nesse trabalho assumiu-se que essas dívidas estiveram denominadas em moeda nacional.

A operação envolvendo empréstimos de parte relacionadas no caso da RGE já foi extensivamente abordada e consistiu basicamente na incorporação de um empréstimo com seus acionistas quando da incorporação da controladora DOC 3 que foi assumido pela controlada Sul Geradora e venceu em 2004.

A CPFL Piratininga, também conforme já abordado, assinou diversos contratos de mútuo, em sua maioria, com vencimento de curto prazo, entre 2001 e 2004 com as seguintes empresas relacionadas: CPFL Geração, CPFL Paulista, SEMESA, CPFL Energia, CPFL Comercializadora e CPFL Centrais Elétricas²³¹.

Empréstimos e Financiamentos com o BNDES

Junto ao BNDES a CPFL Paulista assumiu²³² parte da dívida captada por sua controlada Draft I em 1998 para a aquisição da Bandeirante. O montante total captado por essa, R\$ 357 milhões, equivaleu a 35,3% do valor da aquisição²³³. A amortização se deu em nove parcelas semestrais, com a primeira vencendo em setembro de 1999 e a remuneração foi fixada em UMBNDES + 5% a.a.. Mesmo após a cisão da Bandeirante a CPFL continuou honrando os compromissos relacionados a esse financiamento que foi liquidado em 2003.

²³¹ É importante mencionar que, apesar de o Banco Votorantim (do grupo Votorantim) e o Bradesco serem acionistas da VBC, que controla indiretamente as empresa do grupo CPFL, as eventuais operações que existiram entre as partes ficaram classificadas na categoria "instituições financeiras".

²³² Segundo as notas explicativas às DFPs da CPFL Paulista, essa dívida foi captada pela Draft I. Entretanto, ela consta tanto nas demonstrações contábeis elaboradas para a CPFL Paulista enquanto consolidada e controladora. Após questionamentos efetuados ao departamento de relação com investidores, em 04/07/05, foi constatado que parte da dívida foi transferida para a CPFL Paulista sob a forma de "assunção de dívida".

²³³ De acordo com o Relatório TC-013.137/2003-8.

Em 2001 a empresa obteve recursos²³⁴ remunerados a TJLP + 3,25% a.a.do BNDES para seu programa de investimentos com vencimentos entre 7 e 8 anos a partir da data de captação; em 2002 a CPFL Paulista recebeu R\$ 719,12 milhões relacionados às perdas do racionamento e à parcela A e, em 2003, em torno de R\$ 180 milhões referentes à CVA.

A RGE, por sua vez, fez algumas captações de FINEM remunerados a TJLP + *spread* a partir de 1999 e outra captação nessa mesma linha, só que remunerada à UMBNDES em 2004. Também recebeu os recursos referente ao racionamento e à CVA entre 2002 e 2003, que também foram obtidos pela CPFL Piratininga, que, por outro lado, não captou recursos para investimento junto ao BNDES no período observado (embora tenha herdado um financiamento da cisão da Bandeirante).

Debêntures e Outros Títulos

Os primeiros títulos emitidos pela CPFL Paulista no período analisado foram notas promissórias no ano de 1999²³⁵. Somente em 2001, para viabilizar a aquisição do controle acionário da RGE, é que a CPFL fez um uso mais intensivo desse tipo de captação:

- emitiu US\$ 300 milhões em *floating rate notes* contra um consórcio de bancos, com um prazo de vencimento de cinco anos, com juros a serem pagos a partir de 2001, carência para o principal de 20 meses (essa dívida contou com operação de *swap*²³⁶ para converter seu custo para o real); e
- colocou a mercado debêntures da primeira emissão em duas séries no valor total de R\$ 741,4 milhões, sendo a primeira série remunerada a IGP-M + 11,5% a.a. com vencimento em sete anos, e a segunda série remunerada à taxa DI + 0,6% a.a. com vencimento em cinco anos.

Em 2004, a CPFL Paulista efetuou sua segunda emissão de debêntures com o objetivo de alongar o perfil de sua dívida e financiar seu programa de investimentos no valor total de R\$ R\$ 250 milhões também em duas séries (a primeira remunerada à 109% da taxa DI e a segunda a IGP-M + 9,8%), ambas com vencimento em 2009.

²³⁴ O saldo em 31/12/2001 era de R\$ 119,3 milhões.

²³⁵ Não há muitas informações sobre essa emissão, aparentemente de curto prazo, uma vez que não consta das demonstrações financeiras do ano seguinte. O saldo dessa operação em 31/12/99 era de R\$ 44 milhões.

²³⁶ Incluída nos encargos apresentados na tabela 3.33.

Já a RGE fez uma única emissão de debêntures, em 1998. Foram emitidos R\$ 600 milhões em debêntures não conversíveis em ação com opção de emissão de bônus de subscrição de ações e vencimento previsto para 2013. As debêntures foram, contudo, liquidadas no mesmo ano e o bônus de subscrição foi de fato exercido com conseqüente aumento de capital na RGE. Depois disso, a empresa só voltou a fazer emissão de títulos em 2004, quando emitiu CCBs no valor total de R\$ 100 milhões, conforme já mencionado.

A CPFL Piratininga, por sua vez, não efetuou emissão de títulos no período analisado, embora tenha captado recursos (R\$ 200 milhões) em 2004 por meio da estruturação de um FIDC.

Empréstimos e Financiamentos com Instituições Financeiras e Outros

Com exceção da dívida resultante do Plano Brady que esteve presente ao longo de todo o período analisado, a CPFL Paulista, entre os anos de 1999 e 2003, efetuou algumas captações de recursos, geralmente com vencimento de curto prazo, para formação de capital de giro junto a bancos no Brasil e no exterior. Tanto CPFL Paulista quanto RGE intensificaram suas captações junto a instituições financeiras a partir de 2001, que, geralmente, foram utilizadas para suprir necessidade de capital de giro.

A CPFL Piratininga, por sua vez, também só captou recursos para cobrir necessidades de capital de giro. Em 2001, fez diversas captações nessa modalidade totalizando mais de R\$ 400 milhões, sendo que 95% dessa captação estiveram atreladas à variação cambial. Entre 2002 e 2003, a empresa efetuou outras captações de recursos de curto prazo junto a instituições financeiras.

Na categoria “outros”, no caso da CPFL foi incluída a dívida significativa com a Fundação CESP entre os anos de 1997 e 2001, e operações que a empresa também classificou como “outras” sem fornecer informações específicas sobre essas; no caso da RGE, Fundação ELETROCEEE, consumidores, IBM, FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos); e, no caso da CPFL Piratininga, foram incluídos Fundação CESP, Eletrobrás e consumidores.

ANEXO H - Detalhamento sobre Empréstimos e Financiamentos contraídos pelas distribuidoras do Grupo Cataguazes -Leopoldina

Debêntures e Outros Títulos

A emissão de títulos não constituiu um instrumento utilizado pelas empresas do Grupo Cataguazes-Leopoldina com exceção da CFLCL. A primeira emissão de debêntures da CFLC, anterior ao período analisado, não foi colocada a mercado e permaneceu em tesouraria até seu vencimento em 2000. Em 1998, o financiamento captado junto ao BNDES para a aquisição da Energipe foi convertido em debêntures (por meio das 2ª, 3ª, 4ª e 5ª emissões), com as seguintes características:

Tabela – Principais características das debêntures

Nº de ordem Série	1ª emissão	2ª emissão	3ª emissão		4ª emissão		5ª emissão
	Única	Única	1ª série	2ª série	1ª série	2ª série	Única
Tipo de emissão	Pública	Pública	Pública	Pública	Pública	Pública	Privada
Data de emissão	1/7/1990	1/7/1997	1/8/1997	1/8/1997	8/12/1997	8/12/1997	8/12/1997
Data de vencimento	1/7/2000	1/12/2001	1/2/2005	1/2/2006	8/12/2007	8/12/2007	8/12/2007
Garantia	Flutuante	Flutuante	Flutuante	Flutuante	Flutuante	Flutuante	Flutuante
Rendimentos	TR + 12% a.a.	ANBID + 1% a.a.	TJLP +4% a.a.	TJLP +4% a.a.	TJLP + 5,5% a.a.	TJLP + 2,5% a.a.	TJLP + 5,5% a.a.
Quantidade de títulos	30.000	3.500	3.000	2.500	663.609	1.067.696	8.657
Valor na data de emissão	-	35.000	30.000	25.000	33.180	53.385	86.570
Títulos em circulação	-	1.850	3.000	2.500	663.609	1.067.696	8.657
Títulos em tesouraria	30.000	1.650	-	-	-	-	-
Amortizações	-	48 parcelas mensais de 2% no período de 01/01/98 até 01/08/98 e de 2,1% de 01/09/98 até o vencimento	14 parcelas semestrais	14 parcelas semestrais	5 parcelas anuais, correspondendo, a cada uma, 20% do valor nominal na data de emissão, acrescido da parcela capitalizada da TJLP e juros, vencendo a 1ª ao término do 6º ano após a emissão.		
Modalidade	Não conversíveis em ações	Não conversíveis em ações	Não conversíveis em ações, conjugadas com bônus ou subscrição		Conversíveis em ações		Transformáveis em ações Energipe ou
Saldos em 31/12/98	-	15.382	32.452	27.044	35.301	56.698	92.099
. Parcela de curto prazo	-	4.989	4.001	966	-	-	-
. Parcela de longo prazo	-	10.393	28.451	26.078	35.301	56.698	92.099

Fonte: Notas Explicativas às DFPs da CFLCL de 1998.

Mas foi somente no ano de 2003 que a empresa se utilizou da emissão de títulos para a captação de recursos. Neste ano, efetuou sua 6ª emissão de debêntures por meio da qual captou R\$ 107 milhões.

ANEXO I – Evolução do Mercado das Distribuidoras que Compõem a Amostra entre 1997 e 2004

Mercado das Distribuidoras (MWh)		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Grupo VBC (CPFL)	CPFL	18.054.071	18.731.615	19.053.355	20.246.894	18.386.196	18.184.780	18.892.581	18.589.292
	PIRATININGA					2.314.587	9.983.023	10.368.530	9.656.906
	RGE	1.942.339	5.004.404	5.236.452	5.689.076	5.766.016	5.886.236	6.085.809	6.351.979
Grupo REDE	CELPA	3.013.771	3.214.745	3.431.194	3.854.387	3.660.284	3.835.370	4.181.245	4.439.695
	CELTINS	506.421	578.915	644.378	710.296	665.081	719.548	796.355	882.696
	CEMAT	2.395.715	2.726.428	2.886.680	3.175.090	3.015.825	3.308.416	3.665.114	3.885.027
	EEVP	560.188	583.477	595.206	624.469	551.396	571.469	588.422	617.892
	CAIUÁ	695.736	712.318	747.751	789.288	693.894	725.178	767.715	804.455
	CNEE	340.152	354.191	364.916	385.163	344.838	355.323	373.113	385.654
	EEB	517.102	537.172	571.611	613.186	568.207	624.531	670.859	685.163
	CFLO	160.158	173.820	189.080	196.076	194.883	203.357	204.317	208.902
Grupo CATAGUAZES LEOPOLDINA	CFLCL	800.612	882.818	940.368	1.004.058	909.695	951.292	962.361	948.624
	CENF	271.092	290.682	297.032	312.555	263.154	266.607	276.467	280.364
	SAELPA	1.778.791	1.943.431	2.022.622	2.074.256	1.946.799	2.060.951	2.268.917	2.294.129
	CELB	351.224	449.068	483.092	511.104	455.613	483.901	523.971	544.139
	ENERGIPE	1.486.977	1.653.281	1.730.447	1.788.265	1.661.057	1.735.207	1.852.588	1.632.892
Grupo GP	CEMAR	2.074.269	2.347.978	2.194.713	2.313.166	2.294.546	2.400.325	2.517.147	2.570.895
Grupo ENDESA	COELCE	4.752.830	5.387.091	5.700.480	5.823.944	5.356.489	5.500.224	5.969.683	6.241.483
	AMPLA (ex CERJ)	6.142.142	6.801.906	7.119.338	7.164.769	6.632.670	6.727.085	7.097.255	7.002.983
Grupo NEOENERGIA (ex Guaraniana)	COSERN	2.309.023	2.593.861	2.685.027	2.794.398	2.562.271	2.683.751	2.968.541	3.078.948
	CELPE	6.497.376	6.909.831	7.008.380	7.425.096	6.768.699	6.865.748	7.548.790	7.385.048
	COELBA	8.360.357	9.067.704	9.028.313	9.765.825	8.532.863	8.798.606	9.403.427	9.726.542
Grupo AES	ELETROPAULO	58.183.210	35.577.837	35.400.513	37.506.014	32.563.414	32.497.143	32.809.134	32.696.614
	AES-SUL	4.480.220	6.228.912	6.798.531	7.341.651	7.210.207	7.320.172	6.928.777	7.128.689
Grupo EDP	BANDEIRANTE		22.890.718	22.052.456	21.981.622	18.190.382	10.165.094	9.591.510	8.916.677
	ESCELSA	5.527.738	5.904.433	6.043.260	6.460.486	5.790.063	6.047.090	5.418.505	5.302.770
	ENERSUL	2.480.833	2.515.551	2.604.353	2.811.032	2.647.522	2.728.506	2.783.579	2.834.653
Grupo EDF	LIGHT	22.871.016	23.742.257	23.818.344	23.819.965	20.916.104	19.695.415	18.372.540	18.121.438
Grupo ENRON	ELEKTRO		6.067.047	10.710.369	11.273.635	9.996.081	10.198.149	10.260.218	9.723.171

Fonte: ANEEL.