

Prospecto Preliminar de Distribuição Pública de Certificados
a Termo de Energia Elétrica da 8ª Emissão da



Companhia Aberta
Alameda Ministro Rocha Azevedo, 25 - São Paulo - SP
CNPJ/MF n.º 60.933.603/0001-78 - Companhia Aberta

1ª série - ISIN n.º [-]	4ª série - ISIN n.º [-]	7ª série - ISIN n.º [-]	10ª série - ISIN n.º [-]	13ª série - ISIN n.º [-]	16ª série - ISIN n.º [-]
2ª série - ISIN n.º [-]	5ª série - ISIN n.º [-]	8ª série - ISIN n.º [-]	11ª série - ISIN n.º [-]	14ª série - ISIN n.º [-]	17ª série - ISIN n.º [-]
3ª série - ISIN n.º [-]	6ª série - ISIN n.º [-]	9ª série - ISIN n.º [-]	12ª série - ISIN n.º [-]	15ª série - ISIN n.º [-]	18ª série - ISIN n.º [-]

Standard & Poor's: [-]

SR Rating: [-]

R\$ 250.019.831,88

Distribuição pública de 1.205.031 Certificados a Termo de Energia Elétrica da CESP – Companhia Energética de São Paulo (a “CESP”, “Companhia” ou “Emissora”), nominativos e escriturais, em 18 séries (os “CTEES”), sendo 15 séries de 66.946 CTEEs e 3 séries de 66.947 CTEEs, com valor nominal unitário na data de emissão (1º de março de 2002) de R\$ 207,48, correspondente a 1 MW/hora da tarifa de fornecimento classe B-3 aplicável à Companhia Paulista de Força e Luz (“CPFL”), perfazendo o montante de R\$ 250.019.831,88 (a “8ª Emissão”). Os CTEEs serão colocados por meio de leilão público a ser realizado na Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F (“BM&F”). Em benefício dos titulares de CTEEs da 8ª Emissão, foi constituído penhor sobre créditos futuros da CESP contra a CPFL, decorrentes do Contrato de Compra e Venda de Energia celebrado entre a Emissora e a CPFL em 13 de setembro de 1999. A 8ª Emissão prevê também certos mecanismos de acesso a recursos da CESP e da CPFL, em favor dos titulares de CTEEs.

A 8ª Emissão foi aprovada conforme deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 28 de janeiro de 2002, cuja ata foi publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e na Gazeta Mercantil, em 1º de março de 2002 e da Reunião do Conselho de Administração realizada em 8 de abril de 2002, cuja ata foi publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e na Gazeta Mercantil, em 15 de maio de 2002. A oferta foi aprovada e registrada na CVM em [-]:

1ª série sob o n.º [-]	7ª série sob o n.º [-]	13ª série sob o n.º [-]
2ª série sob o n.º [-]	8ª série sob o n.º [-]	14ª série sob o n.º [-]
3ª série sob o n.º [-]	9ª série sob o n.º [-]	15ª série sob o n.º [-]
4ª série sob o n.º [-]	10ª série sob o n.º [-]	16ª série sob o n.º [-]
5ª série sob o n.º [-]	11ª série sob o n.º [-]	17ª série sob o n.º [-]
6ª série sob o n.º [-]	12ª série sob o n.º [-]	18ª série sob o n.º [-]

Os CTEEs serão registrados para negociação no mercado secundário junto ao Sistema Nacional de Ativos – SNA da Central de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP.

“O Coordenador Líder desta Emissão desenvolveu esforços no sentido de verificar a suficiência e a qualidade das informações constantes deste Prospecto, com base no que julga necessário para uma adequada tomada de decisão por parte de investidores. Este prospecto foi preparado com base nas informações prestadas pela Emissora, não implicando por parte do Coordenador Líder em garantia de precisão e veracidade das informações prestadas, ou em qualquer julgamento da situação e do desempenho da Emissora em suas atividades”.

O presente Prospecto não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado recomendação de compra dos valores mobiliários a serem distribuídos. Ao decidir por adquirir referidos valores mobiliários, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da condição financeira da Emissora, de seus ativos e dos riscos decorrentes do investimento em referidos valores mobiliários.

Ver Seção “Fatores de Risco” para avaliação dos riscos que devem ser considerados para o investimento nos CTEEs.

“O registro da presente emissão não implica, por parte da CVM, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade do projeto da Emissora ou da rentabilidade e risco do investimento representado pelos CTEEs”.



“A presente oferta pública foi elaborada de acordo com as disposições do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Títulos e Valores Mobiliários registrado no 5º Ofício de Registro de Títulos e Documentos do Estado do Rio de Janeiro sob o n.º 497585, atendendo aos padrões mínimos de informação contidos no mesmo, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade do emissor/ofertante, das instituições participantes e dos títulos e valores mobiliários objeto da oferta”.

Coordenador Líder



**Banco
Santander**

Índice

1. INTRODUÇÃO

• Definições	5
• Termos e Condições da Oferta	15
– Do Penhor e Mecanismos de Acesso aos Recursos da CESP e da CPFL (8.12)	27
• Sumário do Prospecto	33
– A Companhia	35
– Informações Cadastrais da Companhia	36
– Dados Financeiros Seleccionados da Companhia	38
– A CPFL	39
– Dados Financeiros Seleccionados da CPFL	40
• Fatores de Risco	43
• Capitalização	53
• Destinação dos Recursos	61

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

• Informações Financeiras Seleccionadas	67
• Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e os Resultados Operacionais	71
• O Setor de Energia Elétrica no Brasil	99
• Atividades da Companhia	115
• Pendências Judiciais	157
• Administração	165
• Descrição do Capital Social e dos Dividendos	177
• Principais Acionistas	181
• Informações sobre Títulos e Valores Mobiliários Emitidos	185
• Operações e Negócios com Partes Relacionadas	191

3. INFORMAÇÕES SOBRE A CPFL

• A CPFL	197
--------------------	-----

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

• Demonstrações Financeiras Padronizadas em 31.12.2001 da Companhia	207
• Informações Trimestrais em 31.03.2002 da Companhia	251
• Demonstrações Financeiras Padronizadas em 31.12.2001 da CPFL	271
• Informações Trimestrais em 31.03.2002 da CPFL	315

5. ANEXOS

• Estatuto Social da Companhia	333
• Formulário de Informações Anuais – IAN da Companhia	343
• Ata de Reunião do Conselho de Administração para aprovar a 8ª Emissão realizada em 28.01.2002	385
• Ata de Reunião do Conselho de Administração para aprovar a 8ª Emissão realizada em 08.04.2002	389
• Contrato Mercantil de Compra e Venda a Termo de Energia Elétrica – 8ª Emissão	393
• Instrumento Particular para Constituição de Penhor sobre Direitos Creditórios	421
• Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica entre a Companhia e a CPFL	427
• Súmula da Análise da Standard & Poor's	459
• Súmula da Análise da SR Rating	463

1. INTRODUÇÃO

- DEFINIÇÕES
- TERMOS E CONDIÇÕES DA OFERTA
 - DO PENHOR E MECANISMOS DE ACESSO AOS RECURSOS DA CESP E DA CPFL (8.12)
- SUMÁRIO DO PROSPECTO
 - A COMPANHIA
 - INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA
 - DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS DA COMPANHIA
 - A CPFL
 - DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS DA CPFL
- FATORES DE RISCO
- CAPITALIZAÇÃO
- DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

DEFINIÇÕES



DEFINIÇÕES

Para fins do presente Prospecto, os termos indicados abaixo devem ter o significado a eles atribuído, salvo referência diversa no Prospecto.

8ª Emissão ou Oferta	8ª emissão para distribuição pública de CTEEs da CESP
ABRAGE	Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica
Acordo de Mercado	contrato multilateral de adesão, subscrito por agentes de geração, comercialização, importação, exportação e Consumidores Livres de energia elétrica, estabelecido pela Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, para regular as relações dos agentes do MAE, e posteriormente substituído pela Convenção do MAE
Acordo Geral do Setor Elétrico	acordo firmado com o objetivo de equalizar os prejuízos comprovados pelas concessionárias geradoras e distribuidoras em vista do racionamento, nos termos da Medida Provisória n.º 14, de 21 de dezembro de 2001, e da Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002
ADVB	Associação dos Dirigentes de Vendas e Marketing do Brasil
AES Tietê	AES Tietê S.A., atual denominação da CGEET
Agentes do MAE	agentes de geração, comercialização, importação, exportação e Consumidores Livres de energia elétrica
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	antiga denominação da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, atual MAE
BACEN	Banco Central do Brasil
BANESPA	Banco do Estado de São Paulo S.A. – BANESPA
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BM&F	Bolsa de Mercadorias e Futuros - BM&F
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social S.A.

Bonaire	Bonaire Participações S.A.
Bônus	Bônus descrito na Seção INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo
Cachoeira Dourada	CDSA Cachoeira Dourada S.A.
CBA	Companhia Brasileira de Alumínio
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEF	Caixa Econômica Federal
CESP, Companhia ou Emissora	CESP – Companhia Energética de São Paulo
CETIP	Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos
CGEEP ou Paranapanema	Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, atualmente Duke Energy
CGEET ou Tietê	Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, atualmente AES Tietê
CODEC	Conselho de Defesa dos Capitais do Estado de São Paulo
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COMAE	Conselho do Mercado Atacadista de Energia
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS
Consumidores Livres	consumidores com demanda de pelo menos 3 MW, com suprimento em tensão igual ou superior a 69kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia ou com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo Sistema Interligado

Contas da CPFL	contas-corrente de titularidade da CPFL mantidas por instituições financeiras autorizadas a receber instruções da CESP para a movimentação dessas contas nas quais são efetuados depósitos de valores correspondentes ao pagamento de faturas de distribuição de energia elétrica efetuada pela CPFL aos seus consumidores
Contrato de Colocação	Contrato de Distribuição Pública e Colocação em Regime de Garantia Firme, de Certificados a Termo de Energia Elétrica da 8ª Emissão Pública da CESP – Companhia Energética de São Paulo, firmado em 21 de maio de 2002, entre a Emissora e o Coordenador Líder
Contrato de Energia	Contrato Inicial celebrado entre CESP e CPFL em 13 de setembro de 1999
Contrato Mercantil	Contrato Mercantil de Compra e Venda a Termo de Energia Elétrica Associado à 8ª Emissão de CTEEs da CESP, firmado em 21 de maio de 2002 pela CESP, o Liquidante, o Trustee e a CPFL
Contratos Iniciais	contratos de suprimento de energia elétrica celebrados entre as geradoras, inclusive a CESP, e distribuidoras de energia elétrica, estabelecendo o suprimento de quantidades predeterminadas de energia, por tarifas também previamente fixadas e aprovadas pela ANEEL
Convenção do MAE	convenção dos agentes do MAE, estabelecida pela Resolução ANEEL n.º 102, de 1º de março de 2002, em substituição do Acordo de Mercado
Coordenador Líder	Banco Santander Brasil S.A.
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL
CRC	Conta de Resultados a Compensar
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido das Empresas
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
CTEES	1.205.031 Certificados a Termo de Energia Elétrica da 8ª Emissão

CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, criada pela Portaria Interministerial no. 25, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia, para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
Data de Emissão	a data da 8ª Emissão, qual seja, dia 1º de março de 2002
Direitos Creditórios	valores depositados nas Contas da CPFL decorrentes do pagamento de faturas de distribuição de energia elétrica pela CPFL, gerada e suprida pela CESP, empenhados aos detentores de CTEEs para assegurar o resgate dos CTEEs nos termos do Instrumento de Penhor
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, autarquia substituída pela ANEEL
Draft II	Draft II Participações S.A.
Duke Energy	Duke Energy International, Paranapanema S.A., atual denominação da CGEET
Elektro	ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás
Eletronuclear	Eletrobrás Termonuclear S.A.
Eletropaulo	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
Eletrosul	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
Energia Assegurada	quantidade de energia elétrica que uma usina pode gerar em uma base sustentável, 365 dias por ano, 24 horas por dia, com um fator de risco de 5%, conforme estabelecido pela ANEEL
Estado	o Estado de São Paulo
Estatuto	Estatuto Social da Emissora
FINEL	Fundo de Financiamento da Eletrobrás

Fundo RGR	Fundo Reserva Global de Reversão, constituído com contribuições das companhias prestadoras de serviços públicos de eletricidade
FURNAS	FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
Gerador Livre	produtores de energia elétrica que dispõem de energia não comprometida em nenhum Contrato Inicial
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado, conforme divulgado pela Fundação Getúlio Vargas
INSS	Instituto Nacional do Seguro Social
Instrumento de Garantia	Instrumento Particular de Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento de Obrigações celebrado entre CESP, CPFL, Banco Bradesco S.A. e Caixa Econômica Federal, em 14 de outubro de 1999, em cumprimento ao Anexo VI do Contrato de Energia
Instrumento de Penhor	Instrumento Particular para Constituição de Penhor sobre Direitos Creditórios, firmado entre a CESP e o Trustee em 21 de maio de 2002
IPC-FIPE	Índice de Preços ao Consumidor, calculado pela FIPE/USP
IPT	Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo
Itaipu	Itaipu Binacional
Lei das Sociedades por Ações	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores
Lei de Concessões	Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e alterações posteriores
Lei de Licitações	Lei n.º 8.666, de 21 de junho de 1993, e alterações posteriores
Lei de Reestruturação do Setor Elétrico	Lei n.º 9.648 de 27 de maio de 1998
Lei do Setor Elétrico	Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995
Lei Estadual de	Lei n.º 7.835, de 8 de maio de 1992, do Estado de São Paulo

Concessões	
Lei Estadual de Licitações	Lei n.º 6.544, de 22 de novembro de 1989, do Estado de São Paulo
Leilão	leilão público dos CTEEs a ser realizado na BM&F
Liquidante	Banco Itaú S.A., que atuará como instituição liquidante relativamente aos CTEEs
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
Metrô	Companhia do Metropolitano de São Paulo – Metrô
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia – mecanismo financeiro que tem o objetivo de otimizar os custos de operação no sistema energético nacional
Nossa Caixa	Banco Nossa Caixa S.A.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás
PIE	Produtor Independente de Energia
Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz
Plano Plurianual de Investimentos	Plano Plurianual de Investimentos da Emissora para o período compreendido entre os anos de 2002 a 2004
Porto Primavera	Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta
PPT	Programa Prioritário de Termeletricidade
Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo	Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo descritos na Seção INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS
Programa Estadual de Desestatização	Programa Estadual de Desestatização do Estado de São Paulo, estabelecido pela Lei n.º 9.361, de 5 de julho de 1996
Programa Nacional de Desestatização	Programa Nacional de Desestatização, estabelecido pela Lei n.º 8.031, de 12 de abril de 1990 e alterações posteriores

Recomposição Extraordinária	Tarifária parcela adicional da tarifa de energia elétrica para equalizar os prejuízos comprovados pelas concessionárias geradoras e distribuidoras em vista do racionamento, nos termos das Medidas Provisórias n.º 2.198-5, de 24 de agosto de 2001 e n.º14, de 21 de dezembro de 2001, e da Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002
REFIS	Programa de Recuperação Fiscal
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação da Remuneração
RGR	Reserva Global de Reversão
Secretaria da Fazenda	Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda – Governo do Estado de São Paulo
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
Sistema Interligado	sistemas de geração, transmissão e distribuição de propriedade das diversas empresas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com uso compartilhado por essas empresas, por onde transitam quantidades de energia elétrica, a qualquer tempo, expressa em Watt-hora (Wh), de diversas fontes e destinos, sujeitos às normas do ONS. A partir do início do funcionamento da linha de transmissão destinada à interconexão do Sistema Interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com o Sistema Interligado das regiões Norte e Nordeste, compreenderá o conjunto desses sistemas, observada a legislação superveniente sobre o assunto
SRF	Secretaria da Receita Federal
Submercados de Energia	subdivisões do mercado de energia elétrica, correspondentes aos mercados das regiões Sul, Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, com preços específicos e fronteiras definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão
Taxa DI	Taxa de Depósitos Interfinanceiros de um dia de negociação no mercado interbancário, relativa a troca de reservas interbancárias
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo, divulgada pelo BACEN
Tractebel	Tractebel Energia S.A., atual denominação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – Gerasul
Trustee	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

UBP	taxa recolhida pelo período de 5 anos pelos PIEs, pelo uso do bem público, devida à ANEEL a partir da assinatura do contrato de concessão
Valor Normativo	valor definido pela ANEEL, expresso em R\$/MWh, vigente à época da contratação do contrato bilateral entre uma distribuidora e seus consumidores finais para efeito de reajuste da tarifa praticada
VBC	VBC Energia S.A.

TERMOS E CONDIÇÕES DA OFERTA





TERMOS E CONDIÇÕES DA OFERTA



CESP – Companhia Energética de São Paulo
 Companhia Aberta
 Alameda Ministro Rocha Azevedo, n.º 25
 São Paulo - SP
 CNPJ/MF n.º 60.933.603/0001-78

1ª série - ISIN n.º [●]	7ª série - ISIN n.º [●]	13ª série - ISIN n.º [●]
2ª série - ISIN n.º [●]	8ª série - ISIN n.º [●]	14ª série - ISIN n.º [●]
3ª série - ISIN n.º [●]	9ª série - ISIN n.º [●]	15ª série - ISIN n.º [●]
4ª série - ISIN n.º [●]	10ª série - ISIN n.º [●]	16ª série - ISIN n.º [●]
5ª série - ISIN n.º [●]	11ª série - ISIN n.º [●]	17ª série - ISIN n.º [●]
6ª série - ISIN n.º [●]	12ª série - ISIN n.º [●]	18ª série - ISIN n.º [●]

Standard and Poor's: [●]

SR Rating: [●]

Coordenador Líder



Distribuição pública de 1.205.031 Certificados a Termo de Energia Elétrica da CESP - Companhia Energética de São Paulo ("Emissora" ou "CESP"), nominativos e escriturais, em 18 séries (os "CTEES"), sendo 15 séries de 66.946 CTEEs e 3 séries de 66.947 CTEEs, com valor nominal unitário na data de emissão (1º de março de 2002 ou "Data de Emissão") de R\$ 207,48, correspondente a 1 MW/hora da tarifa de fornecimento classe B-3 aplicável à Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL"), perfazendo o montante de R\$ 250.019.831,88 (a "8ª Emissão"). Os CTEEs serão colocados por meio de leilão público a ser realizado na Bolsa de Mercadorias e Futuros - BM&F ("Leilão" e "BM&F"). Em benefício dos titulares de CTEEs da 8ª Emissão, foi constituído penhor sobre créditos futuros da CESP contra a CPFL, decorrentes do Contrato de Compra e Venda de Energia celebrado entre a Emissora e a CPFL em 13 de setembro de 1999. A 8ª Emissão prevê também certos mecanismos de acesso a recursos da CESP e da CPFL, em favor dos titulares de CTEEs.

A 8ª Emissão foi aprovada conforme deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 28 de janeiro de 2002, cuja ata foi publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e na Gazeta Mercantil, em 1º de março de 2002, e Reunião do Conselho de Administração realizada em 8 de abril de 2002, cuja ata foi publicada no Diário Oficial do Estado de São Paulo e na Gazeta Mercantil, em 15 de maio de 2002.

"O REGISTRO DA PRESENTE DISTRIBUIÇÃO NÃO IMPLICA, POR PARTE DA CVM, NA GARANTIA DA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS OU EM JULGAMENTO SOBRE A QUALIDADE DA COMPANHIA EMISSORA, BEM COMO SOBRE OS CTEEs A SEREM DISTRIBUÍDOS."

A EMISSÃO FOI REGISTRADA JUNTO À COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS – CVM EM [●]:

1ª série sob o n.º [●]	7ª série sob o n.º [●]	13ª série sob o n.º [●]
2ª série sob o n.º [●]	8ª série sob o n.º [●]	14ª série sob o n.º [●]
3ª série sob o n.º [●]	9ª série sob o n.º [●]	15ª série sob o n.º [●]
4ª série sob o n.º [●]	10ª série sob o n.º [●]	16ª série sob o n.º [●]
5ª série sob o n.º [●]	11ª série sob o n.º [●]	17ª série sob o n.º [●]
6ª série sob o n.º [●]	12ª série sob o n.º [●]	18ª série sob o n.º [●]

DATA DO INÍCIO DA DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA: [●].

1. Razão Social e Endereço da Emissora**CESP – Companhia Energética de São Paulo**

CNPJ/MF n.º 60.933.603/0001-78

Alameda Ministro Rocha Azevedo, n.º 25

São Paulo - SP

2. Composição do Capital Social em 31 de março de 2002**Capital Subscrito e Integralizado**

Espécie de Ações	Quantidade (em milhares)	Valor (R\$ mil)
Ordinárias	48.541.652	1.375.685,70
Preferenciais	45.156.610	1.279.747,30
Total	93.698.262	2.655.433,00

3. Características Básicas da 8ª Emissão (valores estimados)

Valor Mobiliário	Quantidade	Valor Nominal Unitário (R\$)	Montante (R\$)
CTEEs	1.205.031	207,48	250.019.831,88
	Custo máximo de comissionamento:		4.375.347,05
	Taxa de fiscalização da CVM:		250.019,83
	Outros custos:		1.050.059,50
	Custo máximo da distribuição:		5.675.426,38
	Montante líquido para a Emissora:		244.344.405,50

4. Demonstrativo de Custo da Distribuição**4.1. Comissionamento:**

4.1.1. Pela execução dos serviços descritos no Contrato de Colocação (conforme definido abaixo), o Coordenador Líder fará jus à seguinte remuneração:

(i) comissão de coordenação de 1,25% calculada sobre o preço de subscrição dos CTEEs no Leilão, multiplicado pelo número total de CTEEs objeto da 8ª Emissão (“Comissão de Coordenação”);

(ii) comissão de garantia firme de 0,25% calculada sobre o preço de subscrição dos CTEEs no Leilão, multiplicado pelo número total de CTEEs objeto da 8ª Emissão (“Comissão de Garantia Firme”);

(iii) comissão de colocação de 0,25% calculada sobre o número de CTEEs efetivamente colocados, multiplicado pelo preço unitário de subscrição dos CTEEs no Leilão (“Comissão de Colocação”).

4.1.2. Nenhuma outra comissão será devida além daquelas acima mencionadas, sem prévia análise da CVM.

4.2. Taxa de Fiscalização

Despesas decorrentes do registro da Emissão na CVM: 0,10%, incidente sobre cada uma das 18 séries, limitado a R\$ 82.870,00 por série, totalizando R\$ 250.019,83.

4.3. Custo Unitário do Lançamento

<u>Preço por CTEE (R\$)(*)</u>	<u>Custo por CTEE (R\$)</u>	<u>Montante Líquido (R\$)</u>
207,48	4,71	202,77

(*) Com base no Valor Nominal Unitário dos CTEEs na Data de Emissão.

5. Condições e Prazo de Subscrição e Integralização

5.1. A colocação dos CTEEs somente terá início após a concessão do registro pela CVM e a segunda publicação do Anúncio de Início de Distribuição Pública de CTEEs, conforme o disposto nos artigos 17 e 19 da Instrução CVM nº 267/97. Nos termos do § 3º do artigo 5º da Instrução CVM n.º 267/97, a colocação dos CTEEs deverá observar a ordem das séries em que se distribui a 8ª Emissão.

5.2. Os CTEEs serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme, com intermediação de instituição financeira integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, para colocação por meio do Leilão na BM&F, com integralização à vista em moeda corrente nacional.

5.3. Os CTEEs serão subscritos pelo seu valor nominal unitário corrigido pelo mesmo critério aplicável à remuneração dos CTEEs, conforme previsto abaixo, desde a Data de Emissão até a data do Leilão, acrescidos de eventual ágio.

5.4. O Leilão deverá realizar-se em até 180 dias contados da data da concessão do registro da 8ª Emissão.

6. Contrato de Colocação dos CTEEs da 8ª Emissão

6.1. Coordenador Líder da Distribuição

O Coordenador Líder da presente distribuição de CTEEs é o Banco Santander Brasil S.A.

6.2. Garantia Firme

6.2.1. Nos termos do “Contrato de Distribuição Pública e Colocação em Regime de Garantia Firme, de Certificados a Termo de Energia Elétrica da 8ª Emissão Pública da CESP – Companhia Energética de São Paulo”, firmado em 21 de maio de 2002, entre a Emissora e o Coordenador Líder (o “Contrato de Colocação”), o Coordenador Líder garantirá a colocação e distribuição da totalidade dos CTEEs, sob regime de garantia firme.

6.2.2. Se, após a realização do Leilão, os CTEEs objeto de garantia firme não tiverem sido totalmente colocados, o Coordenador Líder deverá subscrever o eventual saldo remanescente, nos termos da garantia firme de subscrição por ele prestada, procedendo-se, então, à publicação do anúncio de encerramento de distribuição pública dos CTEEs.

6.3. Negociação

Os CTEEs terão registro para negociação no mercado secundário junto ao Sistema Nacional de Ativos – SNA da Central de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP.

7. Outros Prestadores de Serviços

7.1. Trustee

Foi contratada como Trustee, para proteger os interesses dos titulares de CTEEs da presente 8ª Emissão, a Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. (“Trustee”), que terá as seguintes responsabilidades e obrigações:

- (i) calcular e atualizar o P.U. (Preço Unitário) dos CTEEs;
- (ii) divulgar o P.U. atualizado dos CTEEs em sua página na Internet, obrigando-se a informar aos agentes do mercado que o solicitarem;
- (iii) acompanhar os procedimentos de resgate físico antecipado e as liquidações de pagamentos relativos aos CTEEs;
- (iv) proteger os direitos e interesses dos titulares de CTEEs, empregando, no exercício da função, o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma ter na administração de seus próprios bens;
- (v) verificar a ocorrência de hipóteses de vencimento antecipado da dívida representada pelos CTEEs;
- (vi) verificar o cumprimento de deveres e obrigações impostos à CESP;
- (vii) renunciar à função, na hipótese de superveniência de conflito de interesses ou de qualquer outra modalidade de inaptidão.

No exercício de suas atribuições, o Trustee será o responsável por fazer valer os mecanismos de acesso aos recursos da CESP e da CPFL, em hipóteses de inadimplemento relativo aos CTEEs, nas condições previstas no item “Do Penhor e Mecanismos de Acesso aos Recursos da CESP e da CPFL” abaixo.

7.2. Liquidante

Para representar a Emissora junto à CETIP e também realizar os pagamentos relativos aos CTEEs, a Emissora contratou, em 14 de março de 2002, o Banco Itaú S.A., que atuará como instituição liquidante relativamente aos CTEEs (“Liquidante”).

O Liquidante será responsável pela escrituração e registro dos CTEEs em nome de seus titulares, confirmando transferências, recebimentos e eventuais retiradas dos CTEEs de cada um dos sistemas de negociação aceitos. O Liquidante também efetuará, por conta da Emissora, os pagamentos de direitos relativos aos CTEEs aos seus titulares.

8. Características da 8ª Emissão

Os termos da presente Emissão e as características dos CTEEs encontram-se regulados no Contrato Mercantil de Compra e Venda a Termo de Energia Elétrica associado à 8ª Emissão de CTEEs da CESP, celebrado entre a Emissora, o Liquidante e o Trustee, tendo como anuente a CPFL (o “Contrato Mercantil”), em 21 de maio de 2002.

8.1. Número de Séries

Os CTEEs serão emitidos em 18 séries, sendo 15 séries de 66.946 CTEEs e 3 séries de 66.947 CTEEs.

8.2. Data de Emissão

A data da emissão dos CTEEs será o dia 1º de março de 2002 (“Data de Emissão”).

8.3. Quantidade de CTEEs

Serão emitidos 1.205.031 CTEEs, sendo 15 séries de 66.946 CTEEs e 3 séries de 66.947 CTEEs.

8.4. Tipo e Forma

Os CTEEs serão do tipo escritural e da forma nominativa.

8.5. Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário dos CTEEs é de R\$ 207,48, na Data de Emissão, correspondente a 1 MW/hora da tarifa de fornecimento classe B-3 aplicável à CPFL, constante de Resolução da ANEEL.

8.6. Valor da 8ª Emissão

O valor total da 8ª Emissão é R\$ 250.019.831,88, na Data de Emissão.

8.7. Preço de Aquisição

O preço de aquisição de cada CTEE será o seu valor nominal unitário corrigido de acordo com o critério do item 8.9 abaixo, desde a Data de Emissão até a data de realização do Leilão, acrescido de ágio, se houver.

8.8. Prazo e Data de Vencimento

O prazo de vencimento dos CTEEs será de 31 a 48 meses, contados da Data de Emissão, conforme indicado no quadro abaixo.

<u>Série</u>	<u>Prazo de Vencimento</u>	<u>Data de Vencimento</u>	<u>Nº de CTEEs</u>
1ª série	31 meses	01/10/2004	66.946
2ª série	32 meses	01/11/2004	66.946
3ª série	33 meses	01/12/2004	66.946
4ª série	34 meses	01/01/2005	66.946
5ª série	35 meses	01/02/2005	66.946
6ª série	36 meses	01/03/2005	66.946
7ª série	37 meses	01/04/2005	66.946
8ª série	38 meses	01/05/2005	66.946
9ª série	39 meses	01/06/2005	66.946
10ª série	40 meses	01/07/2005	66.946
11ª série	41 meses	01/08/2005	66.946
12ª série	42 meses	01/09/2005	66.946
13ª série	43 meses	01/10/2005	66.946
14ª série	44 meses	01/11/2005	66.946
15ª série	45 meses	01/12/2005	66.946
16ª série	46 meses	01/01/2006	66.947
17ª série	47 meses	01/02/2006	66.947
18ª série	48 meses	01/03/2006	66.947

TOTAL = 1.205.031

8.9 Remuneração

8.9.1. Os CTEEs farão jus a uma remuneração, na Data de Vencimento de cada série, correspondente ao maior dos valores que resultar da aplicação dos parâmetros abaixo:

1º PARÂMETRO

Juros correspondentes à variação acumulada (Fator Multiplicador) das taxas médias diárias dos depósitos interfinanceiros de um dia – DI over extra grupo (“Taxa DI”), calculada e divulgada pela CETIP, acrescida de um *spread* de 2,5% ao ano, base 252 dias, incidentes sobre o valor nominal do CTEE, a partir da Data de Emissão, pagos ao final de cada Período de Capitalização (conforme definido abaixo) de cada série, ou seja, na Data de Vencimento de cada série, de acordo com a fórmula abaixo:

$$J = VN \times \left\{ \left[\prod_{i=1}^{i=f} (FI_i) \right] \times (S) - 1 \right\}$$

Onde:

J = valor dos juros devidos no final do Período de Capitalização;

VN = valor nominal do CTEE no início do Período de Capitalização ;

$\prod_{i=1}^{i=f}$ = Produtório dos i termos FI referentes a cada dia útil contido entre o início e o fim do Período de Capitalização, com i variando de 1 até f ;

f = número de dias úteis contidos entre o início e o fim do Período de Capitalização;

FI_j = fatores de remuneração, verificados nos f dias úteis entre a data de início do Período de Capitalização e a data final do Período de Capitalização, obtidos a partir da seguinte fórmula:

$$FI = \left[\left(\frac{\text{Taxa DI}}{100} + 1 \right)^{\frac{dj}{252}} \right]$$

onde:

Taxa DI = Taxa DI, em percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP;

dj = número de dia(s) útil(eis) correspondente(s) ao prazo de validade da Taxa DI; e

$S =$ fator da Sobretaxa calculado conforme fórmula abaixo:

$$S = \left[\left(\left(\frac{s}{100} + 1 \right) \right)^{\frac{du}{252}} \right], \text{ onde:}$$

$s =$ 2,50 % ao ano; e

$du =$ número de dias úteis do Período de Capitalização.

Define-se:

(i) Período de Capitalização - intervalo de tempo que inicia na Data de Emissão e termina na Data de Vencimento de cada série. Os juros correspondentes aos Períodos de Capitalização serão devidos na Data de Vencimento de cada série;

(ii) Subperíodo de Capitalização - prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que:

(a) o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia em 1º de março de 2002 e termina no prazo definido para a Taxa DI apurada naquela data;

(b) os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do Subperíodo anterior, entendendo-se como novo Subperíodo em vigor o prazo desta Taxa DI;

(c) o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma Data de Vencimento do Período de Capitalização;

(d) as taxas dos Subperíodos de Capitalização são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para Taxa DI e para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento dos juros, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

2º PARÂMETRO

Valor da tarifa de fornecimento Classe B-3 de 1 MW/h aplicável à CPFL, vigente na Data de Vencimento dos CTEEs de cada série, conforme Resolução publicada pela ANEEL, ou, na hipótese de extinção da tarifa de fornecimento Classe B-3, a tarifa que vier a ser fixada e homologada pela ANEEL para a mesma classe de consumidores ora sujeitos àquela tarifa de fornecimento.

8.10. Resgate Físico

Durante o período que se inicia 30 dias antes da Data de Vencimento e se encerra na Data de Vencimento de cada série de CTEEs, os titulares poderão utilizar seus CTEEs para o pagamento da parcela de consumo de energia expressa em faturas de energia emitidas pela CPFL (“Resgate Físico”). O exercício do Resgate Físico deverá ser comunicado diretamente pelos titulares de CTEEs à CPFL, ao Trustee e à Emissora com antecedência mínima de 60 dias da Data de Vencimento de cada série de CTEEs.

O valor de cada CTEE para fins do Resgate Físico corresponderá ao valor definido pela tarifa de fornecimento Classe B-3 da CPFL vigente à época para 1 MW/h, sendo certo que o montante total do Resgate Físico a ser compensado com débitos dos titulares de CTEEs junto à CPFL estará limitado a 90% do valor das faturas de suprimento de energia elétrica emitidas pela Emissora contra a CPFL em cada mês, nos termos do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado entre a Emissora e a CPFL em 13 de setembro de 1999 (“Contrato de Energia”). Caso o montante total apresentado pelos titulares de CTEEs para Resgate Físico seja superior ao referido limite em determinado mês, a compensação de débitos por consumo de energia somente será efetivada até o limite de 90% do valor das faturas de suprimento emitidas pela Emissora contra a CPFL neste mesmo mês. Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Contrato de Energia entre CESP e CPFL / Instrumento de Garantia”.

Somente poderão ser compensados por meio do Resgate Físico os débitos relativos à parcela de consumo de energia consignados em faturas emitidas pela CPFL relativas a consumidores industriais, comerciais e rurais, não sendo admitidas faturas residenciais, ressalvada a possibilidade específica aberta às instituições financeiras arrecadoras de faturas de energia emitidas pela CPFL.

O montante do Resgate Físico deverá corresponder a valor igual ou inferior à parcela de consumo de energia expressa em faturas emitidas pela CPFL, sendo certo que a CPFL não devolverá numerário ao(s) titular(es) dos CTEEs que tenham optado por essa forma de compensação.

Na hipótese de ocorrerem eventos que resultem na inexistência de dívidas de suprimento de energia elétrica pela Emissora à CPFL, inviabilizando o ressarcimento da CPFL por conta do Resgate Físico, cessará a obrigação de a CPFL assegurar a efetivação do Resgate Físico, desobrigando-se da aceitação dos CTEEs para esses fins.

O cálculo do valor dos CTEEs para fins do Resgate Físico será feito por meio da multiplicação da quantidade de MW/h (equivalente à quantidade de CTEEs) pelo valor vigente à época da tarifa mais recente de fornecimento Classe B-3 de 1 MW/h aplicável à CPFL ou, na hipótese de extinção desta tarifa, a tarifa que vier a ser fixada e homologada pela ANEEL para a mesma classe de consumidores ora sujeitos àquela tarifa de fornecimento, vigente na data de pagamento da fatura de energia elétrica, segundo a seguinte fórmula:

$$VP = Q \cdot Tp$$

onde:

VP = valor de pagamento da parcela de consumo expressa nas respectivas contas de energia elétrica;

Q = quantidade de MW/h (quantidade de CTEEs);

Tp = valor da tarifa de fornecimento Classe B-3 de 1 MW/h, definida em Resolução da ANEEL mais recente aplicável à CPFL ou, na hipótese de extinção da tarifa de fornecimento Classe B-3, a tarifa que vier a ser fixada e homologada pela ANEEL para a mesma classe de consumidores ora sujeitos àquela tarifa de fornecimento vigente na data de pagamento da conta.

Os titulares de CTEEs que decidirem exercer o Resgate Físico deverão, em até 3 dias antes da Data de Vencimento de cada série, solicitar a retirada dos CTEEs junto à CETIP. De posse do comprovante de retirada dos CTEEs da CETIP, os titulares de CTEEs deverão dirigir-se ao Liquidante, que lhes fornecerá a documentação necessária (contendo nº de série, montante e P.U. atualizado), para as providências junto aos bancos responsáveis pela arrecadação de contas da CPFL, devendo os CTEEs que forem objeto de Resgate Físico ser imediatamente cancelados.

As instituições financeiras responsáveis pela arrecadação de faturas de energia da CPFL, neste caso inclusive residenciais, também poderão utilizar os CTEEs de que eventualmente sejam titulares para fins de quitação junto à CPFL de valores recebidos por conta da CPFL, sem acréscimo de qualquer remuneração no período compreendido entre a data de seu recebimento e a data de entrega dos CTEEs à CPFL.

De modo a permitir o Resgate Físico, será devido pela Emissora à CPFL o montante de R\$ 750.059,50, correspondente a 0,3% do montante da Emissão na Data de Emissão (corrigido pela variação da Taxa DI até a data do Leilão), a ser descontado do valor da primeira fatura de suprimento de energia emitida pela CESP à CPFL após o Leilão.

8.11. Do Poder Liberatório

Os CTEEs eventualmente não liquidados pela Emissora em suas respectivas Datas de Vencimento poderão ser utilizados, durante o período de 365 dias contados da Data de Vencimento de cada série, (i) para pagamento e quitação de parcela de consumo de energia consignada em faturas de energia emitidas pela CPFL (inclusive residenciais), observado o limite de 90% do valor total das faturas de suprimento de energia elétrica emitidas pela Emissora contra a CPFL em cada mês, decorrentes do Contrato de Energia, e (ii) para pagamento e quitação de quaisquer débitos contra a Emissora (“Poder Liberatório”). Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Contrato de Energia entre CESP e CPFL / Instrumento de Garantia”.

O valor dos CTEEs para fins de Poder Liberatório será o maior dentre os valores apurados de acordo com o critério descrito no item 8.9., acrescido de multa moratória devida, a ser compensado pela CPFL junto à Emissora nas datas de pagamento de suas faturas de suprimento de energia.

Para utilizarem-se do Poder Liberatório e realizarem a compensação da parcela de consumo consignada em faturas de energia emitidas pela CPFL, os titulares de CTEEs deverão comunicar o Trustee, providenciar a retirada dos CTEEs junto à CETIP e dirigir-se ao Liquidante, que lhes fornecerá a documentação necessária (contendo n° de série, montante e P. U. dos CTEEs), permitindo que os titulares de CTEEs formalizem a compensação da parcela de consumo de energia junto aos bancos responsáveis pela arrecadação de contas de energia da CPFL.

Na hipótese de ocorrerem eventos que resultem na inexistência de dívidas de suprimento de energia elétrica pela Emissora à CPFL, inviabilizando o ressarcimento da CPFL por conta do Poder Liberatório, cessará a obrigação de a CPFL assegurar a utilização do Poder Liberatório, desobrigando-se da aceitação dos CTEEs para esses fins.

Independentemente das faculdades aqui previstas para compensação de débitos, a partir da Data de Vencimento de cada série, os titulares de CTEEs poderão tomar quaisquer medidas cabíveis para o recebimento dos valores que lhe forem devidos pela Emissora.

8.12. DO PENHOR E MECANISMOS DE ACESSO AOS RECURSOS DA CESP E DA CPFL

8.12.1. Do Penhor

A CESP onerou em favor dos titulares de CTEEs os direitos creditórios originados do suprimento de energia à CPFL, nos termos do Contrato de Energia. Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Contrato de Energia entre CESP e CPFL / Instrumento de Garantia”.

Assim, no caso de inadimplemento da Emissora em suas obrigações relativas aos CTEEs, os titulares de CTEEs poderão executar essa garantia em seu benefício.

8.12.2. Do Mecanismo de Acesso aos Recursos da CESP

De acordo com as condições do Contrato de Energia firmado entre a CESP e a CPFL, a Emissora se obriga a vender determinadas quantidades de energia elétrica à CPFL e a CPFL se obriga a comprar esta mesma energia elétrica. Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Contrato de Energia entre CESP e CPFL / Instrumento de Garantia”.

Todos os pagamentos das faturas de suprimento de energia emitidas pela CESP para a CPFL em decorrência do Contrato de Energia serão realizados mediante depósito em conta corrente de titularidade da CESP mantida no Banco do Estado de São Paulo S.A. – Banespa (“Banespa”) especialmente para esse fim (a “Conta Vinculada”).

Na hipótese de inadimplemento ou atraso da CESP na realização de qualquer pagamento devido aos titulares de CTEEs, o Trustee, representando os titulares de CTEEs, terá direito a acessar os recursos depositados na Conta Vinculada, transferindo o montante necessário aos pagamentos devidos aos titulares de CTEEs para o Liquidante, quitando assim, as dívidas da CESP para com os titulares de CTEEs.

8.12.3. Do Mecanismo de Acesso aos Recursos da CPFL

Nos termos do Instrumento Particular de Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento de Obrigações, firmado entre a CESP e a CPFL em 14 de outubro de 1999 (“Instrumento de Garantia”), a Emissora é titular de direito que lhe assegura o acesso a determinadas contas correntes de titularidade da CPFL (“Contas da CPFL”), caso a CPFL não realize os pagamentos das faturas de suprimento de energia devidos à Emissora, nos termos do Contrato de Energia. Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Contrato de Energia entre CESP e CPFL / Instrumento de Garantia”

Em garantia do cumprimento das obrigações representadas pelos CTEEs, a Emissora transferiu para os titulares dos CTEEs esse direito de acesso às Contas da CPFL. Assim, caso ocorram, cumulativamente: (i) o inadimplemento ou atraso da CESP em qualquer pagamento devido aos titulares de CTEEs, e (ii) o não pagamento pela CPFL de valores devidos à Emissora por conta de suprimento de energia elétrica nos termos do Contrato de Energia, o Trustee terá o direito de determinar a transferência ao Liquidante dos recursos depositados nas Contas da CPFL para utilização nos pagamentos devidos aos titulares dos CTEEs.

8.13. Local de Pagamento

A liquidação financeira dos créditos representados pelos CTEEs será realizada por meio do Liquidante na CETIP.

8.14. Vencimento Antecipado

O Trustee, mediante aprovação da Assembléia de Titulares de CTEEs representando 51% da totalidade dos CTEEs colocados na presente 8ª Emissão em circulação, poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações objeto desta 8ª Emissão, nas mesmas condições da Data de Vencimento, e exigir o imediato pagamento, pela Emissora, do valor nominal dos CTEEs em circulação, corrigido de acordo com o critério estabelecido no item 8.9., acrescido de multa moratória devida, na ocorrência dos seguintes eventos:

- (a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora, cujo valor global ultrapasse R\$ 10 milhões, salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela Emissora ou se for cancelado, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 72 horas da sua ocorrência;
- (b) declaração de falência da Emissora ou pedido de falência ou concordata preventiva formulado pela Emissora;
- (c) falta de cumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação relativa aos CTEEs, não sanada dentro do prazo de 30 dias contados do recebimento de notificação enviada pelo Trustee;

- (d) inadimplemento por parte da Emissora de obrigações que representem, individual ou coletivamente, valor total superior a R\$ 50 milhões, não sanado dentro do prazo de 30 dias, contado da data em que tiver sido caracterizado o inadimplemento;
- (e) disposição pela Emissora de seus ativos de forma a reduzir seu patrimônio líquido em patamar inferior a R\$ 3.000 milhões, salvo se comprovado satisfatoriamente aos titulares de CTEEs sua capacidade financeira de fazer frente às obrigações, principais e acessórias, decorrentes desta Emissão e demais emissões de títulos de dívida em circulação;
- (f) futura(s) emissão(ões) de quaisquer valores mobiliários que possa(m), comprovadamente com base em análise dos titulares dos CTEEs fundamentada nas demonstrações financeiras da Emissora, prejudicar de forma substancial o direito de crédito dos titulares de CTEEs desta 8ª Emissão, excetuadas futuras emissões para atender a conclusão do empreendimento objeto da destinação dos recursos da presente 8ª Emissão, conforme projeto aprovado pela ANEEL;
- (g) rescisão ou não renovação, por qualquer motivo, do Contrato de Energia em até 3 meses antes da data de seu vencimento, salvo se o Contrato de Energia for substituído por outro contrato ou garantia aceitável aos titulares de CTEEs representando 95% da totalidade dos CTEEs colocados nesta 8ª Emissão, reunidos ou não em Assembléia dos Titulares de CTEEs;
- (h) perda ou extinção, por qualquer forma, da concessão outorgada à Emissora para explorar a atividade de geração de energia elétrica.

8.15. Multa Moratória

Ocorrendo impontualidade no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares de CTEEs, os débitos em atraso vencidos e não pagos pela Emissora ficarão, desde a data da inadimplência até a data do efetivo pagamento, sujeitos, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial a multa moratória convencional, irredutível e não compensatória, de 2% sobre o valor devido e não pago.

Desta multa, 0,5% serão deduzidos e pagos à CPFL nos casos em que houver a utilização do Poder Liberatório ou atraso no pagamento de obrigações relativas aos CTEEs que acarrete na utilização do mecanismo de acesso aos recursos da CPFL.

8.16. Publicidade

Todos os atos e decisões relevantes decorrentes da 8ª Emissão que, de qualquer forma, vierem a envolver interesses dos titulares dos CTEEs, deverão ser obrigatoriamente comunicados na forma de avisos, no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Gazeta Mercantil, exceção feita aos Anúncios de Início e de Encerramento de Distribuição, que serão publicados apenas no jornal Gazeta Mercantil.

9. Anuente dos Mecanismos de Acesso a Recursos

Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL
CNPJ/MF n.º 33.050.196/0001-88
Rodovia Campinas - Mogi Mirim - km 2,5
Campinas - SP

10. Banco Liquidante e Agente Escriturador dos CTEEs**Banco Itaú S.A.**

CNPJ/MF n.º 60.701.190/0001-04
Rua Boa Vista, 176
São Paulo – SP

11. Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos por meio da 8ª Emissão serão integralmente destinados, depois do pagamento das despesas relacionadas com o processo de emissão e distribuição dos CTEEs, para financiamento da conclusão das obras da Usina Porto Primavera, viabilizando a construção e instalação das duas últimas unidades geradoras e das obras relacionadas ao reservatório.

O DNAEE (atualmente ANEEL) aprovou o Projeto de Conclusão da Usina e Eclusa Engenheiro Sérgio Motta por meio do Ofício n.º 151/CGCO-DNAEE, datado de 17.06.1996.

12. Relações da Emissora com o Coordenador Líder

O Banco Santander é instituição controlada pelo Banco Santander Central Hispano, S.A. O Banco Santander Central Hispano, S.A. é acionista controlador do Banco do Estado de São Paulo S.A. – BANESPA, o qual é titular de ações representando 20,39% do capital social da Emissora.

13. Classificação de Risco

A Emissora contratou a SR Rating e a Standard & Poor's para a elaboração de relatórios de classificação de risco para a 8ª Emissão.

14.1. SR Rating

SR Rating iniciou suas operações no Brasil em 1993, tendo sido a primeira agência de classificação de riscos do País. Em 2001, a SR Rating contava com mais de 70 clientes.

14.2. Standard & Poor's

A Standard & Poor's vem fornecendo classificações de risco para instituições brasileiras bem como para emissões brasileiras no mercado global desde 1992, e no mercado brasileiro desde 1998. Em fevereiro de 2001, a Standard & Poor's apresentava uma lista de 103 relatórios de classificação de risco públicos de entidades brasileiras nos mercados doméstico e internacional. Com escritórios e empresas afiliadas em 24 países, a Standard & Poor's presta serviços a investidores e emissores em mais de 60 países.

15. Informações Complementares

Em cumprimento às disposições da Lei Complementar n.º 101, de 4 de maio de 2000, a Emissora obteve, em 10 de maio de 2002, junto à Secretaria do Tesouro Nacional do Ministério da Fazenda, declaração de que a CESP não se enquadra no conceito de empresa estatal dependente, conforme declaração da Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda de São Paulo, reiterando os entendimentos da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional – PGFN, de que não cabe o pronunciamento do Ministério da Fazenda, nos termos do artigo 32 da Lei Complementar n.º 101/2000 com relação à Emissão.

No caso de privatização da Emissora, os direitos e obrigações decorrentes dos CTEEs, constantes do Contrato Mercantil, deverão constar do edital de privatização, obrigando o futuro comprador do controle da Emissora a respeitar as condições pactuadas no Contrato Mercantil.

Quaisquer outras informações complementares sobre a Emissora e a distribuição em questão, bem como a obtenção de exemplar do Prospecto, poderão ser obtidos junto à Emissora, ao Coordenador Líder da operação ou à CVM.

SUMÁRIO DO PROSPECTO



SUMÁRIO

Este sumário foi elaborado com base nas informações e demonstrações financeiras constantes do presente Prospecto.

A Companhia

A CESP é uma concessionária de serviço público de geração de energia elétrica que atua no Estado de São Paulo, sendo a maior geradora de energia elétrica do Estado e a terceira maior do Brasil. A CESP possui seis usinas hidrelétricas no Estado de São Paulo, as quais produziram, em conjunto, no ano de 2001, 26.383 GWh de energia. No mesmo ano, a Companhia produziu aproximadamente 9% da energia hidrelétrica do Brasil e 53% da energia elétrica gerada no Estado de São Paulo. As seis usinas hidrelétricas da CESP, que totalizam 55 unidades geradoras, têm uma capacidade instalada de 7.236 MW.

A Companhia foi constituída em 1966 pelo Governo do Estado de São Paulo, por meio da fusão de 11 geradoras e distribuidoras de energia elétrica por ele controladas. Desde sua constituição até o início da implementação do programa de desestatização, a CESP foi integrada e verticalizada, como produtora, transmissora e distribuidora de energia elétrica no Estado de São Paulo e em parte do Estado do Mato Grosso do Sul, além de desenvolver outras atividades.

Em julho de 1996, teve início o processo de desestatização do setor de energia elétrica paulista, por meio do Programa Estadual de Desestatização, o que implicou na reestruturação do setor energético do Estado de São Paulo. A CESP foi incluída no programa de desestatização, já tendo sido transferidas à iniciativa privada as atividades de distribuição de energia por ela desenvolvidas, bem como algumas de suas atividades de geração de energia elétrica.

Como resultado do programa de desestatização do setor elétrico e do processo de reestruturação societária e patrimonial da CESP, os serviços da CESP estão concentrados na geração de energia elétrica desde abril de 1999. A CESP atua no Estado de São Paulo, produzindo e comercializando energia elétrica principalmente para distribuidoras que atuam no Estado, bem como para alguns consumidores finais em alta tensão.

O Governo do Estado de São Paulo detém atualmente, diretamente ou por meio de companhias por ele controladas, 74,00% das ações ordinárias da CESP e 31,02% das ações preferenciais, totalizando 53,29% do capital social da Companhia. O Governo do Estado de São Paulo anunciou sua intenção de promover a desestatização da CESP, mas ainda não foi fixada uma nova data para a realização do leilão nem as condições da venda.

No ano de 2001, a Companhia teve uma receita operacional líquida de R\$ 2.113,34 milhões, representando um aumento de 59% em relação à receita operacional líquida de R\$ 1.328,35 milhões apresentada em 2000.

(SUMÁRIO)

Informações Cadastrais da Companhia	
Identificação	CESP – Companhia Energética de São Paulo, sociedade por ações devidamente inscrita no CNPJ/MF sob n.º 60.933.603/0001-78, com seus atos constitutivos devidamente arquivados na Junta Comercial do Estado de São Paulo - JUCESP sob NIRE n.º 353000011996.
Sede	A sede da Emissora está localizada na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Alameda Ministro Rocha Azevedo, n.º 25.
Divisão de Relações com o Mercado	A Divisão de Relações com o Mercado da Emissora está localizada na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, à Alameda Ministro Rocha Azevedo, n.º 25, 13º andar. O responsável por esta Divisão é o Sr. Valmir Alves Gomes. O telefone para atendimento aos acionistas da Emissora é (11) 252 3680 e o fac-símile é (11) 3266 8785.
Diretoria de Relações com Investidores...	O Diretor de Relações com Investidores é o Sr. Vicente Kazuhiro Okazaki, com escritório na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Alameda Ministro Rocha Azevedo, n.º 25, 14º andar. O telefone para contato com o Diretor de Relações com Investidores é (11) 3266 5757 e o fac-símile é (11) 3285 1377.
Auditores Independentes.....	Arthur Andersen S/C
Acionista Controlador	Governo do Estado de São Paulo.
Títulos e Valores Mobiliários Emitidos ...	As ações de emissão da CESP são negociadas na BOVESPA, sob os códigos CESP3 e CESP4. A Emissora já realizou oito ofertas públicas de debêntures, das quais apenas a 8ª emissão continua em circulação, e submeteu à aprovação da CVM a 9ª emissão de debêntures para distribuição pública. Foram realizadas ainda, sete emissões de Certificados a Termo de Energia Elétrica, sendo que as 5ª, 6ª e 7ª emissões continuam em circulação. A CESP também possui um Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo por meio do qual foram emitidos títulos no mercado internacional em 2001 e 2002, e realizou uma emissão de Bônus no mercado internacional no ano de 1997. Para maiores informações sobre os valores mobiliários emitidos, ver Seção INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS.

Jornais nos quais Divulga Informações... As informações referentes à Emissora são divulgadas no Diário Oficial do Estado de São Paulo e no jornal Gazeta Mercantil, podendo ser divulgadas nos jornais Valor Econômico, O Estado de São Paulo e a Folha de São Paulo, nos termos da decisão da Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 26 de abril de 2001.

(SUMÁRIO)
DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS DA COMPANHIA

Os dados financeiros selecionados da Companhia estão em conformidade com as Demonstrações Financeiras da Emissora dos períodos indicados (e com as notas explicativas àquelas) incluídas neste Prospecto e devem, portanto, ser lidas em conjunto com as mesmas. As Demonstrações Financeiras dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 1999, 2000 e 2001 foram auditadas pela Arthur Andersen S/C.

	Período de 3 meses encerrado em 31 de março		<i>em milhões de reais</i> Exercício social encerrado em 31 de dezembro		
	2002	2001	2001	2000	1999
Dados da Demonstração do Resultado					
Receita Bruta das vendas e dos serviços	427,6	385,6	2.274,5	1.435,5	2.334,3
Receita Líquida das vendas e dos serviços	395,8	356,2	2.113,3	1.328,4	2.193,4
Lucro Bruto	186,3	179,4	614,8	588,9	469,0
Despesas Financeiras Líquidas	(166,2)	(704,7)	(1.838,3)	(896,4)	(2.506,1)
Resultado Operacional (Prejuízo)	20,0	(525,3)	(1.223,6)	(307,5)	(2.055,3)
Receitas (Despesas) Não Operacionais, Líquidas	(6,0)	(4,9)	(7,3)	(335,2)	2.084,5
Resultado (Prejuízo) antes do Imposto de Renda	14,0	(530,3)	(1.230,9)	(642,7)	29,2
Imposto de Renda e Contribuição Social	(1,9)	177,9	417,6	228,4	-
Lucro Líquido (Prejuízo)	12,2	(352,4)	(813,3)	(414,3)	29,2
Dados do Balanço Patrimonial					
Disponibilidades	22,9	1.534,6	7,6	485,5	557,1
Clientes	346,0	218,9	341,8	209,8	224,7
Valores a Receber curto prazo – Energia	303,4	-	298,7	-	-
Valores a Receber longo prazo – Energia	303,4	-	291,2	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	776,4	536,7	776,4	358,8	-
Créditos de Longo Prazo com a Secretaria da Fazenda	487,5	488,4	497,3	491,1	339,2
Investimentos	48,6	71,1	50,2	71,1	74,2
Imobilizado	17.893,2	17.774,5	17.911,2	17.617,3	16.918,5
Total do Ativo	20.374,8	20.905,5	20.381,6	19.558,8	19.797,2
Total dos Empréstimos e Financiamentos de Curto Prazo ¹	1.093,0	2.049,6	1.073,9	1.768,6	907,4
Dívidas com Pessoas Ligadas de Curto Prazo	113,4	47,9	52,7	46,8	87,1
Valores a Pagar – Energia (Curto e Longo Prazos)	782,8	-	764,5	-	-
Total dos Empréstimos e Financiamentos de Longo Prazo ¹	7.193,2	7.306,7	7.441,4	5.818,8	6.234,3
Dívidas com Pessoas Ligadas de Longo Prazo	664,7	549,0	557,1	548,1	441,3
Total do Passivo	10.466,2	10.565,2	10.485,2	8.866,1	9.009,3
Patrimônio Líquido	9.908,6	10.340,3	9.896,4	10.692,6	10.787,9
Outras Informações Financeiras					
Depreciação e Amortização	108,3	98,9	408,3	371,1	369,8
EBITDA ²	294,6	278,3	1.023,1	960,0	838,8
Endividamento Total ³	9.064,3	9.953,2	9.125,1	8.182,3	7.670,2
Endividamento Líquido ⁴	8.502,4	7.843,9	8.575,9	7.089,4	5.582,9
Dívida Líquida/EBITDA ⁵	7,2x	7,0x	8,4x	7,4x	6,7x
EBITDA/Despesas financeiras líquidas	1,8x	0,4x	0,6x	1,1x	0,3x

¹ Inclui REFIS

² Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização

³ Inclui dívidas com pessoas ligadas e REFIS

⁴ Exclui disponibilidades, créditos com pessoas ligadas, cauções e depósitos vinculados

⁵ EBITDA anualizado para fins de comparação

(SUMÁRIO)**A CPFL**

A CPFL é uma concessionária de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica, que atua numa região correspondente a 37% do território do Estado de São Paulo e atende a uma população de cerca de 8 milhões de habitantes, totalizando aproximadamente 2,8 milhões de clientes. A CPFL é, individualmente, a quarta empresa do setor elétrico brasileiro, distribuindo 20% de toda a energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 6,5% de toda a eletricidade utilizada no Brasil.

A CPFL foi constituída em 1912, a partir da fusão de pequenas sociedades prestadoras de serviços de energia elétrica. Em 1964, a CPFL passou a pertencer à União, por meio da Eletrobrás. Em 1975, o controle acionário da CPFL passou para o Estado de São Paulo, por meio da CESP, ficando sob o controle desta até a desestatização da Companhia, em 1997.

Em 31 de março de 2002, os acionistas controladores da CPFL, detendo, em conjunto, 94,94% das ações ordinárias e 91,27% das ações preferenciais, eram VBC, Draft II, 521 Participações e Bonaire.

Em 31 de março de 2002, a CPFL possuía cinco subsidiárias diretas e indiretas: Draft I, CPFL Overseas, Whitchurch, Piratininga e RGE.

Em 2001, a receita líquida consolidada de serviços da CPFL foi de R\$ 4.771,05 milhões, apresentando um crescimento de 71% sobre a receita líquida de serviços de R\$ 2.787,75 milhões registrada em 2000. A receita líquida da CPFL sem considerar suas subsidiárias foi de R\$ 3.056,27 milhões em 2001, contra R\$ 2.413,58 milhões em 2000, representando um crescimento de 27%.

Em 2001, a CESP vendeu à CPFL 6.746 GWh, no valor total bruto de R\$ 345,0 milhões, nos termos do Contrato de Energia. O volume mensal de energia vendido variou entre 510 GWh e 685 GWh, correspondendo a um faturamento mensal entre R\$ 24,7 milhões e R\$ 31,2 milhões. Até março de 2002, a CESP vendeu à CPFL 1.617 GWh no valor bruto de R\$ 83,9 milhões, sendo que somente no terceiro mês do ano foram vendidos 576 GWh, no valor bruto de R\$ 29,8 milhões.

(SUMÁRIO)
DADOS FINANCEIROS SELECIONADOS DA CPFL

Os dados financeiros selecionados da CPFL estão em conformidade com as Demonstrações Financeiras da CPFL dos períodos indicados (e com as notas explicativas àquelas) incluídas neste Prospecto e devem, portanto, ser lidas em conjunto com as mesmas. As Demonstrações Financeiras dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 1999, 2000 e 2001 foram auditadas pela Arthur Andersen S/C. Os dados financeiros não consolidados da CPFL referentes aos períodos de três meses encerrados em 31 de março de 2002 e de 2001 estão disponíveis em seu Formulário de Informações Trimestrais – ITR relativo a 31 de março de 2002, o qual encontra-se anexo ao presente Prospecto.

em milhões de reais

	Exercício Social Encerrado em		
	31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Dados da Demonstração do Resultado Consolidada ¹			
Receita bruta das vendas e dos serviços	5.914,0	3.604,4	2.928,0
Receita líquida das vendas e dos serviços	4.771,1	2.787,7	2.241,6
Lucro bruto	567,6	263,1	401,9
Despesas financeiras líquidas	(451,9)	(121,9)	(237,1)
Resultado operacional (prejuízo)	115,6	141,2	164,8
Receitas (despesas) não operacionais líquidas	2,1	(6,2)	(6,5)
Resultado (prejuízo) antes do imposto de renda	117,8	135,1	158,3
Imposto de renda e contribuição social	(82,5)	(47,6)	(23,1)
Contribuições estatutárias	-	(9,6)	(11,0)
Participações minoritárias	(26,4)	-	-
Lucro líquido (prejuízo)	8,9	77,9	124,2
Dados do Balanço Patrimonial Consolidado ¹			
Disponibilidades	61,5	344,6	580,3
Créditos ²	1.059,4	607,0	357,2
Créditos de longo prazo ³	795,1	56,1	68,0
Créditos com pessoas ligadas	166,3	160,2	164,9
Investimentos	1.122,0	405,4	342,9
Imobilizado	3.234,5	2.446,7	2.188,2
Diferido ⁴	3.139,3	2.763,7	2.913,2
Total do ativo	10.488,1	7.347,3	7.074,4
Empréstimos e financiamentos de curto prazo	917,7	405,4	211,9
Fornecedores	709,8	389,2	190,9
Impostos, taxas e contribuições	260,0	140,1	122,3
Empréstimos e financiamentos de longo prazo	2.183,2	1.427,2	1.243,9
Debêntures	771,5	-	-
Dívidas com pessoas ligadas de longo prazo	-	-	-
Outros exigíveis a longo prazo ⁵	847,0	392,9	307,5
Total do Passivo	6.358,1	3.082,8	2.491,4
Participações minoritárias	292,3	-	-
Patrimônio Líquido	3.837,6	4.264,5	4.583,0

	Exercício Social Encerrado em		
	31 de dezembro		
	2001	2000	1999
Outras Informações Financeiras ¹			
EBIT	567,6	263,1	401,9
Depreciação e Amortização	577,7	452,5	ND
EBITDA	1.145,3	715,6	ND
Endividamento Total ⁶	4.043,5	1.832,6	1.455,8
Endividamento Líquido ⁷	3.815,7	1.327,9	710,6
Dívida Líquida/EBITDA	3,3x	1,9x	ND
EBITDA/Despesas financeiras líquidas ⁸	2,5x	5,9x	ND

¹ Em 31/12/01, consolidação dos saldos da Controladora CPFL e de suas controladas DRAFT I, CPFL Overseas, Empresa Bandeirante de Energia - EBE (até 30/09/01) e Piratininga (a partir de 01/10/01).

² Em 31/12/01, inclui R\$ 246,1 milhões de Recomposição Tarifária Extraordinária.

³ Em 31/12/01, inclui R\$ 731,1 milhões de Recomposição Tarifária Extraordinária.

⁴ Inclui ágio de incorporação da DOC4 (antiga controladora da CPFL) e da DOC3 (antiga controladora da RGE), além de despesas com variação cambial do exercício de 2001.

⁵ Em 31/12/01, inclui R\$ 292,0 milhões em função da contabilização do repasse de energia livre aos geradores.

⁶ Inclui dívidas com pessoas ligadas.

⁷ Exclui créditos com pessoas ligadas.

⁸ Não ajustado para refletir o diferimento da variação cambial em 2001.

FATORES DE RISCO



FATORES DE RISCO

Antes de tomar uma decisão de investimento nos CTEEs, os potenciais compradores devem considerar cuidadosamente, à luz de suas próprias situações financeiras e objetivos de investimento, todas as informações disponíveis neste Prospecto e, em particular, avaliar os fatores de risco descritos a seguir.

Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos

Efeitos de Eventual Elevação da Inflação

O Brasil passou por períodos de inflação elevada no passado. A inflação, juntamente com medidas do Governo Federal destinadas a combatê-la, geraram, no passado, efeitos negativos sobre a economia do País. O Plano Real, implementado pelo Governo Federal em 1994, resultou na redução sustentada do nível de inflação. No entanto, o Governo Federal foi obrigado a promover mudanças na política cambial vigente desde a implementação do Plano Real em vista de crises econômicas, como a ocorrida no início de 1999, acarretando forte desvalorização da moeda nacional e trazendo incertezas com relação à manutenção das baixas taxas de inflação verificadas desde a adoção do Plano Real. Assim, não há garantias de que, no futuro, o atual nível de inflação seja mantido, nem de que as medidas anti-inflacionárias adotadas pelo Governo Federal não terão consequências adversas sobre as taxas de inflação. No caso de a inflação brasileira voltar a aumentar, os negócios da Emissora, suas condições financeiras e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente.

Efeitos da Política Econômica do Governo Federal

O insucesso da política econômica do Governo Federal, bem como a especulação acerca das medidas econômicas, podem resultar em desaceleração do nível de atividade econômica, com possível aumento do desemprego e dos níveis de inadimplência. Caso um cenário recessivo venha a se concretizar, os negócios da Emissora, sua condição financeira e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente.

Efeitos da Instabilidade da Taxa de Câmbio

A moeda brasileira sofreu desvalorizações substanciais em relação ao dólar norte-americano a partir de 1999, por conta da adoção de uma nova política cambial pelo Governo Federal, caracterizada pela livre flutuação da cotação da moeda brasileira. A desvalorização da moeda nacional pode ter reflexos negativos nos resultados financeiros da Emissora, principalmente porque (i) parte significativa das dívidas da Emissora tem seu valor vinculado à cotação do dólar norte-americano ou outras moedas, enquanto sua receita é obtida em reais, e (ii) uma pequena parte da energia fornecida pela Emissora, gerada por Itaipu e comprada e revendida pela CESP, tem seu preço de aquisição pela CESP vinculado à cotação do dólar norte-americano e do CVA. Adicionalmente, a Emissora não tem uma política de contratar proteções (*hedge*) para tal exposição. Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Relacionamento com Fornecedores”.

Exposição à Variação de Taxas de Juros

As dívidas da Emissora estão sujeitas à variação das taxas de juros praticadas no mercado nacional e internacional. Na hipótese de elevação das taxas de juros, serão aumentados os custos e pagamentos do serviço da dívida da Emissora. Nesse caso, os negócios da Emissora, sua condição financeira e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente devido ao aumento das despesas financeiras relacionadas com custo das dívidas da Emissora. Ver Seção CAPITALIZAÇÃO.

Riscos Relativos ao Setor de Energia Elétrica

Reestruturação do Setor Elétrico

O Governo Federal vem implementando mudanças significativas na legislação do setor elétrico brasileiro durante os últimos anos, especialmente por meio da Lei de Concessões, da Lei do Setor Elétrico e da Lei de Reestruturação do Setor Elétrico, além da regulamentação administrativa. Essas medidas tiveram por objetivo desvincular a autoridade regulatória do Governo Federal, aumentar o investimento privado na geração e distribuição de energia no Brasil e incentivar a competição no setor. No âmbito dessa reestruturação, até a competência regulatória foi redistribuída, encontrando-se dividida entre órgãos como a ANEEL e o ONS. Essa estrutura regulatória recente pode sofrer alterações mais ou menos drásticas em curto ou médio prazo, em busca da adaptação do setor elétrico às necessidades atuais, não havendo garantia de sua permanência da forma em que hoje se encontra estruturada e não sendo possível avaliar de antemão os impactos de tais alterações sobre as atividades da CESP. Ver Seção SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL– “Histórico e Regulamentação”.

Estrutura Atual do Setor Elétrico

O setor elétrico brasileiro, muito concentrado em geração hidráulica de energia, enfrenta uma restrição natural à sua capacidade de geração. As usinas hidrelétricas não podem gerar energia além da capacidade possibilitada pelos recursos hídricos do País. O controle do nível dos reservatórios efetuado pelo ONS busca otimizar o nível de água disponível para geração hidrelétrica em cada uma das usinas associadas aos respectivos reservatórios, além de manter uma certa quantia de água em reserva, para situações de emergência. Nesse contexto, o ONS pode, por exemplo, impedir que uma usina geradora situada no início do leito de um rio aumente sua vazão de água, caso isso afete negativamente as demais usinas ao longo do leito do mesmo rio. Ver Seção SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL– “A Indústria Brasileira de Energia Elétrica”.

Toda a capacidade geradora da CESP é hidráulica e depende, significativamente, do volume de água das bacias dos rios Paraná, Paranaíba e Grande. Chuvas escassas, enchentes ou qualquer outro fator natural podem causar impacto na capacidade geradora da CESP, aumentando ou reduzindo o nível de seus reservatórios e, conseqüentemente, sua capacidade de geração de energia e suas receitas.

Além disso, o sistema de transmissão de energia interligado em todo o País apresenta deficiências que limitam a capacidade de transmissão entre Submercados de Energia e inibem o aumento da geração, mesmo em casos em que este aumento seria possível.

Crise no Setor Elétrico

Uma combinação de fatores ocorridos nos últimos anos provocou a recente crise energética no Brasil. Do ponto de vista meteorológico, uma seca prolongada baixou o nível de água dos reservatórios das empresas geradoras de energia elétrica, que chegaram a níveis críticos, comprometendo a capacidade de geração no curto prazo. No primeiro semestre de 2001, a perspectiva de que a demanda de energia elétrica poderia ser maior do que a capacidade de geração, acabou por impor um estado de emergência e uma necessidade de controle do consumo de energia elétrica, por meio de racionamento. Adicionalmente, as mudanças estruturais e regulatórias implementadas no setor provocaram uma fase de transição de mercado, causando efeitos adversos no fornecimento de energia elétrica. Ainda, o aumento da capacidade de geração não acompanhou o crescimento econômico do País. Apesar da adoção de medidas de racionalização do uso da energia elétrica pelo Governo Federal, bem como do estabelecimento de um sistema de seguro pela contratação de energia emergencial através da CBEE, não é possível assegurar que a defasagem do sistema não irá resultar em nova escassez de energia e gerar outros impactos para as empresas integrantes do sistema. Ver Seção SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL – “Crise de Energia Elétrica”.

Racionamento de Energia Elétrica

Devido à escassez de energia elétrica no mercado brasileiro, que poderia se agravar durante o período de inverno por falta de chuvas, o Governo Federal implementou um programa de racionamento em junho de 2001. Tal programa visou reduzir o consumo brasileiro de energia elétrica para aliviar a situação emergencial em curto prazo. As medidas adotadas incluíam a suspensão do fornecimento de energia para fins ornamentais e de propaganda e para realização de eventos esportivos noturnos, regimes especiais de tarifação, o estabelecimento de metas de consumo e multas, além da possibilidade de corte no fornecimento caso os limites estabelecidos não fossem atendidos.

Em vista do aumento do nível de água nos reservatórios em novembro de 2001, o Governo Federal anunciou novas medidas de controle de consumo de energia mais brandas do que as normas então em vigor. A nova regra considerava o tipo de consumidor e as condições do reservatório na região onde o consumidor estava localizado. Em fevereiro de 2002, o Governo Federal decidiu pelo fim do racionamento de consumo de energia. Entretanto, o nível de água dos reservatórios pode baixar novamente, obrigando o Governo Federal a tomar novas medidas para redução do consumo de energia que poderiam ter um impacto negativo na economia brasileira.

Caso novas medidas de redução de consumo de energia elétrica venham a ser impostas ao setor elétrico, a Emissora poderá ser afetada negativamente.

Contratos Iniciais

Os preços e volumes de venda de energia elétrica da CESP constantes dos Contratos Iniciais foram estabelecidos pela ANEEL para os anos de 1999 a 2002. De acordo com as normas que regulam os Contratos Iniciais, as tarifas praticadas pelas geradoras de energia elétrica são reajustadas anualmente com prévia autorização da ANEEL ou no caso de ocorrência de fatos extraordinários que venham a impactar seus custos, prejudicando o equilíbrio econômico financeiro de tais contratos. A impossibilidade de a CESP ajustar as tarifas de venda de energia elétrica poderá torná-la incapaz de manter a margem e/ou acompanhar seu custo de produção, impactando negativamente em seu desempenho.

A partir de janeiro de 2003, inicia-se um período de transição, durante o qual os montantes de suprimento de energia contratados sob os Contratos Iniciais deverão ser reduzidos de forma gradativa, em percentuais de 25% ao ano, calculados sobre o valor previsto para o ano de 2002. Até dezembro de 2005, ocorrerá a completa extinção dos Contratos Iniciais entre a Emissora e as distribuidoras de energia. Durante a fase de transição e após o referido período, as companhias geradoras poderão firmar novos contratos de suprimento de energia com as distribuidoras, praticando preços de mercado para a compra e venda de energia elétrica disponível. Esses preços poderão ser menores que os praticados atualmente entre a Emissora e as distribuidoras, podendo causar um impacto adverso nas receitas da Emissora. Não há garantias de que a CESP poderá cobrar valores competitivos a seus clientes e nem de que a CESP manterá os mesmos clientes caso precise cobrar tarifas mais altas que aquelas oferecidas por outras geradoras. Também não é possível determinar se a CESP conseguirá vender energia elétrica em quantidades iguais ou superiores às praticadas atualmente.

Concorrência e Desregulamentação do Setor

A Lei de Reestruturação do Setor Elétrico definiu os critérios de enquadramento para os Consumidores Livres e, como consequência, aqueles cuja demanda seja igual ou superior a 3MW com fornecimento em tensão igual ou superior a 69kV têm liberdade de escolha do seu fornecedor de energia. Os Consumidores Livres podem estender sua opção de compra de energia a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado, incluindo, portanto, concessionárias de serviço público de geração, empresas de distribuição de energia situadas fora da área de concessão em que estão localizados tais Consumidores Livres, auto-produção, co-geração e produtores independentes de energia. A presença de consumidores que possam buscar livremente fornecimento de energia, é um fator que poderá afetar a geração de receitas pela CESP.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos

A possibilidade de cobrança, pelas agências de gerenciamento dos recursos hídricos, pela utilização de recursos de mananciais e bacias hídricas sob sua competência tem sido amplamente discutida no cenário político nacional. No Estado de São Paulo, a regulamentação da cobrança, bem como do emprego dos recursos dela decorrentes, está atualmente em discussão na Assembléia Legislativa do Estado (Projeto de Lei nº 676/2000).

Existem fortes indicadores de que a cobrança pela utilização dos recursos hídricos pela União ou pelos Estados será aprovada em breve. Não existem ainda critérios legais definidos para o cálculo dos valores a serem cobrados nas bacias hídricas em que a Emissora desenvolve suas atividades operacionais, não sendo possível, assim, precisar os impactos, para a Emissora, da cobrança pela utilização dos recursos hídricos.

Riscos Relativos à Emissora

Concessões

Conforme previsto na Lei de Concessões e na Lei do Setor Elétrico, a CESP solicitou, em 1995, a renovação das concessões de suas usinas ao DNAEE, então órgão regulatório do setor energético. A política do DNAEE, à época, consistia em outorgar novas concessões por 30 anos como produtor independente de energia à medida que as concessionárias de serviço público de geração fossem privatizadas. Em vista das tentativas frustradas de privatização da CESP, a ANEEL se manifestou, em fevereiro de 2002, no sentido de que renovaria as concessões da CESP como concessionária de serviço público de geração de energia elétrica por 20 anos, e que, após a privatização da CESP, essa concessão seria substituída por uma outra concessão para produtor independente de energia elétrica por 30 anos. Esse processo de renovação ainda está em fase de análise de documentos. Por conta disso, a CESP está operando parte de suas usinas hidrelétricas sem que as concessões estejam renovadas (inclusive no que tange à linha de transmissão de 118 km, que conecta Porto Primavera ao Sistema Interligado de transmissão, incluída na concessão para geração). A não renovação das concessões da CESP ou a renovação por prazos reduzidos poderá afetar negativamente o seu desempenho futuro. Ver nesta Seção - “Proposta de Privatização da Emissora” e Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Concessão”.

Proposta de Privatização da Emissora

O Governo do Estado de São Paulo iniciou o Programa Estadual de Desestatização em julho de 1996, permitindo que investidores privados participassem do controle das empresas do setor elétrico do Estado. O programa de privatizações incluía a desverticalização das operações da CESP, através de reorganização de suas atividades – geração, transmissão e distribuição de energia elétrica – em empresas distintas. As novas empresas de geração e distribuição seriam privatizadas e as operações de transmissão seriam mantidas sob o controle governamental, nos termos do Programa Estadual de Desestatização.

A Emissora continua sob controle do Governo do Estado de São Paulo. Houve duas tentativas de leilão para a privatização da CESP, em dezembro de 2000 e maio de 2001, ambas frustradas. O Governo do Estado anunciou que a privatização da Emissora não ocorrerá em 2002 e não há como assegurar que tal processo se efetivará.

Relacionamento da Emissora com o Governo do Estado de São Paulo

A Companhia sempre esteve suscetível às ações governamentais para atingir objetivos políticos, econômicos e sociais, por estar diretamente ligada ao Governo do Estado de São Paulo, seu acionista controlador. Na qualidade de prestadora de serviço público essencial como é a geração de energia elétrica, a CESP poderá ter suas atividades direcionadas pelo Governo do Estado de São Paulo em certas ocasiões, para o atendimento de necessidades outras que aquelas relacionadas com a obtenção de resultados para a Emissora. Além disso, a eleição dos administradores da Emissora esteve sempre vinculada à situação política corrente do Estado de São Paulo. Dessa forma, não existem garantias de que a sucessão de diferentes governos não influenciará a CESP, nem de que a interferência do Governo do Estado de São Paulo estará sempre em consonância com os interesses e objetivos da Emissora, o que poderá gerar reflexos negativos nas atividades por ela desenvolvidas.

Investimentos, Capacidade de Captação e Endividamento

A CESP necessitará investir aproximadamente R\$ 585 milhões para finalizar a construção da Usina Porto Primavera, necessários para a instalação das duas unidades geradoras faltantes, totalizando 14 unidades geradoras instaladas, e do reservatório. Desse valor, a CESP estima que aproximadamente R\$ 313 milhões serão investidos em 2002, R\$ 252 milhões em 2003 e R\$ 20 milhões em 2004. Embora a construção esteja obedecendo o cronograma e o orçamento estabelecidos, não há garantias de que circunstâncias inesperadas não causem algum atraso no cronograma de construção, ou algum impacto negativo na estrutura financeira da Emissora, ou ainda, na futura geração de energia e conseqüente geração de caixa.

Não há garantias de que (i) os financiamentos pretendidos poderão ser captados pela CESP e (ii) de que serão captados em condições de mercado favoráveis.

Inadimplência

Em 31 de março de 2002, o saldo total das contas vencidas da Companhia era de R\$ 146,6 milhões, ou 9% em relação ao faturamento dos 12 meses anteriores a tal data. Do total dos valores vencidos e não pagos em 31 de março de 2002, R\$ 118,4 referem-se às renegociações relativas ao período de racionamento de energia, no âmbito do BNDES, e R\$ 28,2 milhões referem-se a um débito de Furnas relativo à energia de Itaipu, em discussão desde dezembro de 1999. A Emissora não pode assegurar que conseguirá implementar todas as medidas necessárias à redução do inadimplemento, e tampouco que, uma vez implementadas, tais medidas garantam a eliminação total da inadimplência. A manutenção ou aumento dos índices de inadimplência podem afetar a geração de receitas da Companhia. Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA - “Cobrança e Inadimplência”.

Padrões de Qualidade e Manutenção

A CESP deve observar certos padrões de qualidade e manutenção em suas usinas hidrelétricas. A ANEEL estabeleceu penalidades a serem impostas às concessionárias em caso de descumprimento de obrigações legais ou contratuais, inclusive a não observância dos padrões de qualidade e manutenção. Caso o desempenho da Emissora

seja inferior ao nível estabelecido na regulamentação da ANEEL, ou ainda no caso de descumprimento de normas legais e regulamentares da geração, a Emissora estará sujeita a penalidades que podem implicar em multas de até 2% do faturamento líquido da Emissora nos últimos doze meses anteriores à ocorrência. Além disso, em caso de não cumprimento das penalidades ou determinações do Poder Concedente para regularizar a prestação de serviços, poderá este em caso extremo, decretar a caducidade da concessão, tendo em vista que o mesmo tem a prerrogativa de intervir sempre que necessário, a fim de assegurar a adequada prestação do serviço de geração de energia elétrica pela Emissora.

Impenhorabilidade dos Ativos da Emissora

De acordo com a legislação em vigor, os bens e instalações da Companhia essenciais para a prestação dos serviços públicos de geração de energia elétrica são vinculados a esses serviços. Esses bens e instalações devem ser revertidos para o Poder Concedente ao final do prazo do Contrato de Concessão e não podem ser cedidos, alienados, retirados, dados em garantia ou sujeitos a execução judicial sem a prévia autorização da ANEEL. A Emissora está autorizada a alienar bens móveis e imóveis de seu patrimônio, quando esses bens forem inservíveis para a concessão, todavia, os produtos da alienação desses bens deverão ser depositados em conta bancária vinculada e aplicados na concessão. Assim, na hipótese de inadimplemento pela Companhia das obrigações de pagamento de CTEEs, parte dos bens que compõem o ativo da Companhia não poderá ser objeto de execução.

Riscos Relativos à Oferta

Garantia sobre Valores a Receber da CPFL

Como mecanismo de pagamento da dívida, a CESP cedeu em favor dos titulares de CTEEs, representados pelo Trustee, o direito de acesso aos recursos recebidos da CPFL em pagamento de suas compras de energia previstas no Contrato de Energia.

Ademais, para assegurar as obrigações de pagamento previstas no Contrato de Energia, a CESP tem direito de acesso aos recursos obtidos pela CPFL em vista da distribuição de energia elétrica aos seus consumidores. Esses recursos são depositados em contas mantidas por instituições financeiras autorizadas a receber instruções da CESP para a movimentação dessas contas (as “Contas da CPFL”), caso a CPFL não efetue o pagamento devido nos termos do Contrato de Energia. Esse direito de acesso às Contas da CPFL também foi transferido aos titulares de CTEEs da presente Emissão caso ocorra o inadimplemento da CESP em suas obrigações relativas aos CTEEs, somado com o inadimplemento da CPFL nos termos do Contrato de Energia.

A presente 8ª Emissão também está vinculada à constituição de penhor de direitos creditórios da CESP sobre os valores constantes das faturas de distribuição de energia elétrica emitidas pela CESP contra a CPFL em vista do Contrato de Energia. Este penhor visa garantir aos titulares dos CTEEs o recebimento de valores a eles devidos em caso de inadimplemento da CESP em suas obrigações relativas aos CTEEs.

Todos os mecanismos de garantia referidos acima são fundados na existência de direitos de crédito futuros da CESP contra a CPFL, decorrentes da continuidade na relação de suprimento de energia, e na solvência da CPFL com relação à CESP. Não é possível afirmar, contudo, que a CPFL manterá suas compras da energia elétrica

gerada pela CESP nos mesmos níveis, nem que os consumidores da CPFL efetuarão pagamentos de contas da energia elétrica distribuída pela CPFL nas datas de vencimento ou que a CPFL cumprirá seus compromissos de pagamento. A interrupção ou a diminuição dos volumes da energia suprida pela CESP à CPFL, o inadimplimento de consumidores da CPFL relativamente a suas contas de energia, assim como outras dificuldades financeiras que a CPFL venha a atravessar, poderão tornar a execução de tais mecanismos de garantia insuficiente para arrecadar o montante de recursos necessários para o pagamento dos CTEEs.

Validade da Estipulação da Taxa DI, Divulgada pela CETIP

A Súmula n.º 176 editada pelo Superior Tribunal de Justiça enuncia que é nula a cláusula que sujeita o devedor ao pagamento de juros de acordo com a taxa divulgada pela ANBID/CETIP. De acordo com os acórdãos que deram origem a esta Súmula, tanto a ANBID como a CETIP são entidades de direito privado, destinadas à defesa dos interesses de instituições financeiras. Apesar de não vincular as decisões do Poder Judiciário, existe a possibilidade de, numa eventual disputa judicial, a referida Súmula ser aplicada pelo Poder Judiciário para considerar que a Taxa DI não é válida como fator de remuneração dos CTEEs. Neste caso, o índice que vier a ser estipulado pelo Poder Judiciário poderá conceder aos titulares dos CTEEs uma remuneração inferior à da Taxa DI, prejudicando a rentabilidade dos CTEEs.

Maior Volatilidade da Taxa DI

O volume de operações interbancárias que utilizam a Taxa DI como taxa de remuneração vem sofrendo quedas desde a implementação do Plano Real. A queda nos volumes das operações interbancárias vinculadas à Taxa DI é reflexo não só da redução das operações de *float* realizadas entre os bancos, assim como do próprio saneamento do sistema financeiro nacional que reduziu as operações diárias de redesconto entre os bancos e o BACEN.

Com a implementação do novo Sistema de Pagamentos Brasileiro, em 22 de abril de 2002, o volume de operações interbancárias envolvendo a Taxa DI tende a ser reduzido ainda mais, o que poderá ocasionar uma maior volatilidade na Taxa DI, podendo, conseqüentemente, afetar negativamente a remuneração dos CTEEs.

Informações Acerca do Futuro da Emissora

Este Prospecto contém informações acerca das perspectivas de futuro da Emissora que refletem as opiniões da Emissora em relação a desenvolvimentos futuros, os quais envolvem riscos e incertezas. Os eventos futuros poderão diferir sensivelmente das tendências aqui indicadas, dependendo de vários fatores discutidos nesta Seção Fatores de Risco e em outras seções deste Prospecto. Os potenciais investidores são advertidos a examinar com toda a cautela e diligência as informações acerca do futuro da Emissora e não tomar decisões de investimento unicamente baseadas em previsões futuras ou expectativas. A Emissora não assume qualquer obrigação de atualizar ou revisar as informações a respeito de perspectivas futuras suas, exceto pelo que dispõem os artigos 8 e 13 da Instrução CVM n.º 202/93.

CAPITALIZAÇÃO



CAPITALIZAÇÃO

O quadro a seguir exibe a capitalização total da Emissora e a capitalização ajustada para descrever o efeito *pro forma* da emissão e venda dos CTEEs.

I. Capitalização

	<i>pro forma*</i>	31.03.2002	31.12.2001	(em milhares de reais)	
				31.12.2000	31.12.1999
Endividamento em Moeda Estrangeira					
Principal (circulante)	387.834	387.834	405.949	1.356.953	441.554
Principal (longo prazo)	6.010.479	6.010.479	6.023.394	4.502.374	5.440.956
Encargos	109.884	109.884	97.856	109.955	182.261
Endividamento em Moeda Nacional					
Principal (circulante)	573.755	573.755	549.990	281.802	281.634
Principal (longo prazo)	1.176.811	926.791	1.159.858	1.062.954	793.374
Encargos	2.012	2.012	2.019	2.028	2.000
Total do Endividamento	8.280.587	8.010.755	8.239.066	7.316.066	7.141.779
Patrimônio Líquido:					
Capital Social	2.655.433	2.655.433	2.655.433	2.655.433	2.655.433
Reservas de Capital	5.542.119	5.542.119	5.542.119	5.542.119	5.539.288
Reservas de Lucros	1.520.985	1.520.985	1.537.007	1.599.604	1.662.668
Lucros Acumulados	190.029	190.029	161.814	895.485	1.196.499
Total do Patrimônio Líquido	9.908.566	9.908.566	9.896.373	10.692.641	10.787.945
CAPITALIZAÇÃO TOTAL	18.189.153	17.919.321	18.135.439	18.008.707	17.929.724

* Este ajuste é apenas demonstrativo e considera o valor bruto da dívida incorrida com a colocação integral dos CTEEs, com base nos valores de 31 de março de 2002.

As tabelas seguintes demonstram a composição do endividamento da CESP contraposto nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 1999 e de 2000, nos dois últimos exercícios sociais (2001 e 2000) e no trimestre encerrado em 31 de março de 2002, contraposto com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001, indicando a origem e características principais das operações mais relevantes.

II. Endividamento em 2000 e 1999

(em milhares de reais - dados em 31 de dezembro)

	2000			1999		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Longo Prazo		Circulante	Longo Prazo
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras	46.556	181.295	2.585.205	119.342	297.080	2.541.349
<i>Medium Term Notes</i>	-	-	586.620	817	-	536.700
Banco do Brasil S.A.....	779	139.091	1.112.728	242	127.254	1.145.293
Eletrobrás	157	3.524	20.105	258	3.573	20.193
CPFL	519	20.021	170.181	34	9.159	174.016
Bônus Emitidos no Mercado Alemão.....	61.648	1.012.292	-	60.736	-	993.140
Outras Instituições.....	296	730	27.535	832	4.488	30.265
	<u>109.955</u>	<u>1.356.953</u>	<u>4.502.374</u>	<u>182.261</u>	<u>441.554</u>	<u>5.440.956</u>
Moeda Nacional						
Instituições Financeiras	2.028	22.743	278.599	2.000	20.929	277.312
Eletrobrás.....	-	205	3.571	-	182	3.496
Fundação CESP	-	34.241	135.056	-	32.452	143.972
Debêntures	-	-	-	-	86.909	-
CTEES.....	-	224.613	645.728	-	105.313	368.594
Outras.....	-	-	-	-	35.849	-
	<u>2.028</u>	<u>281.802</u>	<u>1.062.954</u>	<u>2.000</u>	<u>281.634</u>	<u>793.374</u>
	<u>111.983</u>	<u>1.638.755</u>	<u>5.565.328</u>	<u>184.261</u>	<u>723.188</u>	<u>6.234.330</u>

III. Endividamento em 2001 e 2000

(em milhares de reais - dados em 31 de dezembro)

	2001			2000		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Longo Prazo		Circulante	Longo Prazo
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras (i).....	43.145	212.477	2.853.427	46.556	181.295	2.585.205
<i>Medium Term Notes</i> (ii).....	52.604	-	1.804.966	-	-	586.620
Banco do Brasil S.A.(iii).....	653	165.054	1.155.379	779	139.091	1.112.728
Eletrobrás (iv).....	657	4.103	19.101	157	3.524	20.105
CPFL (v).....	592	23.758	178.188	519	20.021	170.181
Bônus Emitidos no Mercado Alemão	-	-	-	61.648	1.012.292	-
Outras Instituições (vi).....	205	557	12.333	296	730	27.535
	<u>97.856</u>	<u>405.949</u>	<u>6.023.394</u>	<u>109.955</u>	<u>1.356.953</u>	<u>4.502.374</u>
Moeda Nacional						
Instituições Financeiras (vii).....	2.019	24.494	275.555	2.028	22.743	278.599
Eletrobrás (viii).....	-	206	3.356	-	205	3.571
Fundação CESP (ix).....	-	41.527	117.549	-	34.241	135.056
Debêntures (x).....	-	-	264.160	-	-	-
CTEES (xi)	-	483.763	499.238	-	224.613	645.728
	<u>2.019</u>	<u>549.990</u>	<u>1.159.858</u>	<u>2.028</u>	<u>281.802</u>	<u>1.062.954</u>
	<u>99.875</u>	<u>955.939</u>	<u>7.183.252</u>	<u>111.983</u>	<u>1.638.755</u>	<u>5.565.328</u>

Notas sobre a estrutura de capitalização da Emissora em 31 de dezembro de 2001

(i) O valor de R\$ 2.751 milhões representa as obrigações da CESP perante a União Federal, contraídas após o processo de renegociação da dívida externa brasileira completado em 1994. A dívida original foi permutada pela União Federal por bônus entregues aos credores, assumindo a União a qualidade de credora da CESP. As parcelas da dívida encontram-se indexadas ao dólar norte-americano, tendo sido a formalização realizada em contratos celebrados com a União em 23 de dezembro de 1997 e 10 de setembro de 1999. Em garantia da liquidação de tais dívidas, a CESP outorgou à União direitos sobre as receitas futuras decorrentes da prestação de seus serviços.

O quadro a seguir demonstra a divisão desta parcela da dívida da Emissora:

Instrumento	Anos			Taxa de Juros	Saldo em
	Vencido, (*)	Carência	Amortização	% a.a.	31.12.2001
Bônus de Conversão da Dívida	18	10	17 parcelas semestrais	LIBOR semestral + 7/8 de 1	611.248
Bônus de Dinheiro Novo	15	7	17 parcelas semestrais	LIBOR semestral + 7/8 de 1	146.424
Bônus de Redução Temporária de Juros – FLIRB	15	9	13 parcelas semestrais	5º e 6º anos – 5,00 7º ano – LIBOR semestral + 13/16 de 1	124.531
Bônus de Capitalização	20	10	21 parcelas semestrais	5º e 6º anos – 5,00 7º ano – 8,00	674.133
Bônus de Desconto	30	-	Única ao final de 30 anos	LIBOR semestral + 13/16 de 1	383.875
Bônus ao Par	30	-	Única ao final de 30 anos	5º ano – 5,50 6º ano – 5,75 do 7º ano ao 30º ano – 6,00	551.295
Bônus de Juros – El	12	3	19 parcelas semestrais	LIBOR semestral + 13/16 de 1	259.505
					2.751.011

(*) a partir de 15 de abril de 1994

(i) (continuação) Os R\$ 314 milhões restantes do principal registrado correspondem a empréstimos contratados com instituições financeiras indexados a moedas européias (Franco Francês, Franco Suíço, Marco Alemão), remunerados a taxas de juros variáveis de 3,50% a 8,49% ao ano;

(ii) R\$ 696 milhões são correspondentes a títulos de dívida emitidos no exterior pela CESP, no montante equivalente a US\$ 300 milhões, pagando juros fixos de 9,125% ao ano nos primeiros 5 anos e 9,625% ao ano nos 5 anos seguintes. O vencimento está programado para ocorrer em junho de 2007, havendo direito de resgate antecipado por parte do investidores em junho de 2002;

O valor de R\$ 1.108 milhões é referente a programa de emissão de títulos de dívida no exterior no montante de US\$ 500 milhões. O lançamento desses papéis se deu em duas séries, sendo (a) uma no valor de US\$ 300 milhões em 12 de fevereiro de 2001, pagando juros semestrais de 10,50% ao ano e vencendo em 05 de março de 2004; e (b) outra de € 200 milhões no mercado europeu, em 20 de fevereiro de 2001, pagando juros de 9,75% ao ano e vencendo em 27 de fevereiro de 2004;

(iii) O valor registrado representa dívida da Emissora com o Banco do Brasil S.A., na qualidade de agente do Tesouro Nacional, formalizada em 25 de março de 1994, remunerada com juros mensais apurados com base na LIBOR + 0,8125% ao ano, vencendo definitivamente em 31 de dezembro de 2009. Em garantia de tais obrigações, a CESP oferece as receitas futuras decorrentes da venda energia elétrica;

(iv) O valor representa dívida da Emissora junto à Eletrobrás por conta de repasse de verbas de financiamento do BID em programa de investimento na expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, celebrado no ano de 1986. A dívida tem vencimento em 20 de maio de 2006 e são devidos juros de 8,5% ao ano;

(v) O valor refere-se à transferência de saldo credor da Conta de Resultados a Compensar - CRC da CPFL à CESP, atualizado de acordo com a variação do dólar norte-americano, sendo pago em parcelas semestrais até 2010, com juros calculados com base em 50% da taxa LIBOR acrescido de 0,40625% ao ano. No final de 2001, a CPFL transferiu seus direitos sobre essa dívida para uma de suas controladas;

(vi) O valor correspondente a refinanciamentos junto à ELETROPAULO, referentes à aquisição de transformadores. As parcelas da dívida encontram-se indexadas ao dólar norte-americano.

(vii) O valor corresponde a saldo de empréstimo com o BNDES em virtude de refinanciamento de dívida externa, assumindo a União Federal a qualidade de credora, nos termos do contrato formalizado em 25 de março de 1994. O valor deve ser amortizado até março de 2014, remunerado pela TJLP e atualizado pelo IGP-M, mais juros de 8,40% ao ano. Em garantia são oferecidas receitas decorrentes da venda de energia elétrica pela CESP;

(viii) Esta dívida registrada com a Eletrobrás corresponde a contratos de financiamentos firmados entre 1988 e 1991. A amortização total ocorrerá somente em 2021 e sobre débito incidem juros de 8% ao ano, pagos trimestralmente;

(ix) O montante representa as dívidas da CESP com a Fundação CESP nos termos dos acordos celebrados em 28 de novembro de 1997, referentes (i) à retenção de reservas técnicas, amortizado em 96 parcelas mensais de R\$ 2.357.257 desde dezembro de 1997, corrigidas pela maior entre TR mais juros de 8% ao ano ou variação do custo atuarial e (ii) à cobertura de déficit atuarial da Fundação CESP, sendo pago em 240 parcelas mensais de R\$ 554.721.541 desde dezembro de 1997, corrigidas pelo IGP-DI mais juros de 6% ao ano ou custo atuarial, dos dois o maior. Em garantia da liquidação desses débitos, a CESP oferece as receitas decorrentes da venda de energia elétrica.

O valor registrado inclui também o pagamento à Fundação CESP de saldo de benefícios definidos pela Lei n.º 4819/58 em 48 parcelas (“Contrato Financeiro”), atualizadas pelo IGP-M mais juros de 6% ao ano. Esses pagamentos são feitos mensalmente pela CESP mediante recebimento dos valores correspondentes, devidos pelo Governo do Estado de São Paulo (Secretaria da Fazenda). Ver Seção OPERAÇÕES E NEGÓCIOS COM PARTES RELACIONADAS;

(x) Este montante constitui o saldo de debêntures em circulação da 8ª emissão da CESP, remuneradas mensalmente pela variação da Taxa DI acrescida de 2% ao ano, com vencimento em abril de 2005;

(xi) Representa o saldo de CTEEs em circulação das 5ª, 6ª e 7ª emissões para obtenção de recursos para completar a construção da Usina Porto Primavera. Os CTEEs da 5ª emissão (maio de 1998, com vencimento em maio de 2003) são remunerados pelo maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da Elektro ou a taxa ANBID acrescida de um prêmio de risco de 2% ao ano. Em 31 de março de 2002, 1.073.472 CTEEs da 5ª emissão estavam em circulação pelo valor unitário de R\$ 293,65. A 6ª Emissão de CTEEs previu prazo de vigência de 42 meses para os títulos, vencendo em 1º de setembro de 2003 e remunerados pelo maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da CPFL ou a Taxa DI acrescida de 2% ao ano. Em 31 de março de 2002, 2.014.300 CTEEs da 6ª emissão estavam em circulação pelo valor unitário de R\$ 223,62. A 7ª Emissão de CTEEs foi lançada em fevereiro de 2001 com uma vigência de 36 meses até 1º de fevereiro de 2004, remunerados pelo maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da CPFL ou a Taxa DI acrescida de um prêmio de risco de 2% ao ano. Em 31 de março de 2002, todos os CTEEs da 7ª emissão (1.214.700) encontravam-se em circulação.

IV. Endividamento em 31 de março de 2002 e 31 de dezembro de 2001

	(em milhares de reais)					
	31.03.2002			31.12.2001		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
	Circulante	Longo Prazo		Circulante	Longo Prazo	
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras	84.930	194.095	2.856.124	43.145	212.477	2.853.427
Medium Term Notes	21.437	-	1.799.366	52.604	-	1.804.966
Banco do Brasil S.A.....	1.425	165.282	1.156.972	653	165.054	1.155.379
Eletrobrás	1.207	4.108	19.127	657	4.103	19.101
CPFL	525	23.791	166.539	592	23.758	178.188
Outras Instituições	360	558	12.351	205	557	12.333
	<u>109.884</u>	<u>387.834</u>	<u>6.010.479</u>	<u>97.856</u>	<u>405.949</u>	<u>6.023.394</u>
Moeda Nacional						
Instituições Financeiras (xii).....	2.012	24.919	304.325	2.019	24.494	275.555
Eletrobrás	-	154	3.343	-	206	3.356
Fundação CESP (xiii).....	-	-	-	-	41.527	117.549
Debêntures	-	-	276.786	-	-	264.160
CTEES	-	548.682	342.337	-	483.763	499.238
	<u>2.012</u>	<u>573.755</u>	<u>926.791</u>	<u>2.019</u>	<u>549.990</u>	<u>1.159.858</u>
	<u>111.896</u>	<u>961.589</u>	<u>6.937.270</u>	<u>99.875</u>	<u>955.939</u>	<u>7.183.252</u>

Notas sobre a estrutura de capitalização da Emissora em 31 de março de 2002

(xii) Este valor inclui, além do valor correspondente ao saldo do empréstimo descrito na nota (vii) acima, o valor de aproximadamente R\$ 30 milhões, correspondente a empréstimo tomado pela Companhia em março de 2002 junto ao Banco ABC Brasil S.A., com juros de 0,4% ao mês e vencimento em abril de 2003;

(xiii) Conforme recomendação dos auditores independentes da Emissora, os valores anteriormente registrados nesta rubrica passaram a ser classificados em contas específicas, como segue:

	31.03.2002		
	Circulante	Longo Prazo	Total
- Benefício Suplementar			
Proporcional Saldado - BSPS			
Quadro CESP	31.378	424.804	456.182
Quadro Fundação CESP.....	797	597	1.394
- Contrato de Dívida.....	44.743	110.138	154.881
- Ajuste Deliberação CVM nº 371/2000.....	<u>12.474</u>	-	<u>12.474</u>
	<u>89.392</u>	<u>535.539</u>	<u>624.931</u>

(xiii) (continuação) Os montantes representam as dívidas da CESP com a Fundação CESP nos termos dos acordos celebrados em 28 de novembro de 1997, além do valor registrado de pagamento à Fundação CESP de saldo de benefícios definidos pela Lei n.º 4819/58 em 48 parcelas (“Contrato Financeiro”), conforme indicado na nota (ix) à estrutura de capitalização da CESP em 31 de dezembro de 2001. Adicionalmente, registrou-se ajuste proporcional (estimativo) ao custo atuarial anual do plano de benefícios patrocinado pela Emissora no montante de R\$ 12.474, nos termos da Deliberação CVM nº 371/2000.

Emissão de Títulos de Dívida no Exterior em Maio de 2002

A CESP emitiu, em 9 de maio de 2002, títulos no mercado internacional no valor de US\$ 150 milhões. O vencimento do valor principal está previsto, inicialmente, em 9 de maio de 2005 para pagamento em parcela única. Aplicar-se-ão a estes títulos juros semestrais correspondentes a 9% ao ano, durante o período de 9 de maio de 2002 a 9 de maio de 2003; e juros correspondentes a 11,50% ao ano, durante o período de 9 de maio de 2003 a 9 de maio de 2005.

Política de proteção contra variações cambiais

Atualmente a CESP não conta com mecanismos de proteção (*hedge*) contra os efeitos da variação cambial, sobre o seu passivo denominado em moeda estrangeira. A administração da Companhia está em negociação com algumas instituições financeiras para a contratação de mecanismos de proteção (*hedge*) contra os efeitos da variação cambial de até um ano, para suas dívidas de longo prazo.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS



DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos obtidos por meio da 8ª Emissão serão integralmente destinados, depois do pagamento das despesas relacionadas com o processo de emissão e distribuição dos CTEEs, para financiamento da conclusão das obras da Usina Porto Primavera, viabilizando a construção e instalação das duas últimas unidades geradoras e das obras relacionadas ao reservatório.

O quadro abaixo mostra o cronograma de desembolso para a utilização de recursos obtidos com a 8ª Emissão:

	<i>valores expressos em R\$</i>		
	Obras Civis	Equipamentos	Total
2002			
junho	10.994.923,00	8.951.697,00	19.946.620,00
julho	14.578.203,00	10.951.697,00	25.529.900,00
agosto	18.460.263,00	11.361.697,00	29.821.960,00
setembro	21.651.750,00	9.342.468,72	30.994.218,72
outubro	21.815.830,72	9.951.698,00	31.767.528,72
novembro	21.408.512,00	9.832.468,72	31.240.980,72
dezembro	18.022.566,72	9.850.153,00	27.872.719,72
Total em 2002	126.932.048,44	70.241.879,44	197.173.927,88
2003			
janeiro		11.685.226,00	11.685.226,00
fevereiro		13.720.226,00	13.720.226,00
março		13.720.226,00	13.720.226,00
abril		13.720.226,00	13.720.226,00
Total em 2003		52.845.904,00	52.845.904,00
TOTAL	126.932.048,44	123.087.783,44	250.019.831,88

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS
- ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E OS RESULTADOS OPERACIONAIS
- O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL
- ATIVIDADES DA COMPANHIA
- PENDÊNCIAS JUDICIAIS
- ADMINISTRAÇÃO
- DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL E DOS DIVIDENDOS
- PRINCIPAIS ACIONISTAS
- INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS
- OPERAÇÕES E NEGÓCIOS COM PARTES RELACIONADAS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS



INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

Os dados financeiros selecionados da Companhia estão em conformidade com as Demonstrações Financeiras da Emissora dos períodos indicados (e com as notas explicativas àquelas) incluídas neste Prospecto e devem, portanto, ser lidas em conjunto com as mesmas. As Demonstrações Financeiras dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 1999, 2000 e 2001 foram auditadas pela Arthur Andersen S/C.

	Período de 3 meses encerrado em 31 de março		Exercício social encerrado em 31 de dezembro				
	2002	2001	2001	2000	1999	1998	1997
	<i>(em milhões de reais)</i>						
Dados da Demonstração do Resultado							
Receita Bruta das vendas e dos serviços	427,6	385,6	2.274,5	1.435,5	2.334,3	4.231,7	4.208,4
Deduções à Receita Bruta	(31,8)	(29,4)	(161,2)	(107,2)	(140,9)	(303,1)	(379,2)
Receita Líquida das vendas e dos serviços	395,8	356,2	2.113,3	1.328,4	2.193,4	3.928,6	3.829,2
Custo das vendas e dos Serviços Prestados	(209,5)	(176,8)	(1.498,6)	(739,5)	(1.724,4)	(3.000,4)	(3.239,1)
Lucro Bruto	186,3	179,4	614,8	588,9	469,0	928,1	590,1
Despesas Financeiras, Líquidas	(166,2)	(704,7)	(1.838,3)	(896,4)	(2.506,1)	(1.166,7)	(1.426,6)
Resultado Operacional (Prejuízo)	20,0	(525,3)	(1.223,6)	(307,5)	(2.055,3)	(228,3)	1.188,1
Receitas (Despesas) Não Operacionais, Líquidas	(6,0)	(4,9)	(7,3)	(335,2)	2.084,5	1.245,1	2.367,1
Resultado (Prejuízo) antes do Imposto de Renda	14,0	(530,3)	(1.230,9)	(642,7)	29,2	1.016,9	1.179,0
Imposto de Renda e Contribuição Social	(1,9)	177,9	417,6	228,4	-	(155,5)	(294,2)
Lucro Líquido (Prejuízo)	12,2	(352,4)	(813,3)	(414,3)	29,2	861,4	1.251,5
Dados do Balanço Patrimonial							
Disponibilidades	22,9	1.534,6	7,6	485,5	557,1	505,3	937,4
Clientes	346,0	218,9	341,8	209,8	224,7	522,3	453,8
Valores a Receber curto prazo - Energia	303,4	-	298,7	-	-	-	-
Valores a Receber longo prazo - Energia	303,4	-	291,2	-	-	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(1,9)	536,7	776,4	358,8	-	-	-
Créditos de Longo Prazo com a Secretaria da Fazenda	487,5	488,4	497,3	491,1	339,2	316,5	300,6
Investimentos	48,6	71,1	50,2	71,1	74,2	1.019,7	830,6
Imobilizado	17.893,2	17.774,5	17.911,2	17.617,3	16.918,5	23.669,0	23.151,7
Total do Ativo	20.374,8	20.905,5	20.381,6	19.558,8	19.797,2	27.369,7	26.724,5
Total dos Empréstimos e Financiamentos de Curto Prazo ¹	1.093,0	2.049,6	1.073,9	1.768,6	907,4	972,8	984,1
Dívidas com Pessoas Ligadas de Curto Prazo	113,4	47,9	52,7	46,8	87,1	267,4	2.346,8
Valores a Pagar – Energia (curto e longo prazos)	782,8	-	764,5	-	-	-	-
Total dos Empréstimos e Financiamentos de Longo Prazo ¹	7.193,2	7.306,7	7.441,4	5.818,8	6.234,3	4.798,3	5.040,8
Dívidas com Pessoas Ligadas de Longo Prazo	664,7	549,0	557,1	548,1	441,3	2.176,1	621,8
Total do Passivo	10.466,2	10.565,2	10.485,2	8.866,1	9.009,3	11.508,3	12.365,8
Patrimônio Líquido	9.908,6	10.340,3	9.896,4	10.692,6	10.787,9	15.861,3	14.358,7

(em milhões de reais)

Outras Informações Financeiras	Período de 3 meses encerrado em		Exercício social encerrado em				
	31 de março		31 de dezembro				
	2002	2001	2001	2000	1999	1998	1997
EBIT	186,3	179,4	614,8	588,9	469,0	928,1	590,1
Depreciação e Amortização	108,3	98,9	408,3	371,1	369,8	454,0	490,4
EBITDA ²	294,6	278,3	1.023,1	960,0	838,8	1.382,1	1.080,6
Endividamento Total ³	9.064,3	9.953,2	9.125,1	8.182,3	7.670,2	8.214,6	8.993,5
Endividamento Líquido ⁴	8.502,4	7.843,9	8.575,9	7.089,4	5.582,9	6.240,6	6.886,2
Dívida Líquida/EBITDA ⁵	7,2x	7,0x	8,4x	7,4x	6,7x	4,5x	6,4x

¹ Inclui REFIS² Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.³ Inclui dívidas com pessoas ligadas e REFIS⁴ Exclui créditos com pessoas ligadas, cauções e depósitos vinculados disponível⁵ EBITDA anualizado para fins de comparação

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E OS RESULTADOS OPERACIONAIS



ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E OS RESULTADOS OPERACIONAIS DA COMPANHIA

A seguinte análise operacional e financeira e discussão de perspectivas deverá ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras da Companhia incluídas no presente Prospecto. As demonstrações financeiras constantes do presente Prospecto foram elaboradas em conformidade com a legislação societária.

Na exposição a seguir, as referências a aumentos ou diminuições ao longo de qualquer exercício são feitas por comparação ao correspondente exercício precedente, salvo indicação em sentido contrário.

Visão Geral da CESP

A CESP é a maior geradora do Estado de São Paulo e a terceira maior do Brasil, com 7.126 MW de potência total instalada e 3.808 MW médios de energia assegurada em dezembro de 2001, resultado de um programa de investimentos que aumentou a potência instalada em 404 MW em 2001, através da entrada em operação comercial das unidades geradoras 9, 10 e 11 na Usina Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera) e da repotenciação de cada unidade geradora desta usina de 100,8 MW para 110 MW. Em 30 de janeiro de 2002, foi instalada a 12ª unidade geradora da Usina Porto Primavera, acrescentando mais 110 MW de potência instalada, totalizando 7.236 MW de potência e 4.038 MW médios de energia assegurada.

Após a cisão parcial que ocorreu em março de 1999, remanesceram com a CESP seis usinas, localizadas nas bacias dos rios Paraná, Tietê, Paraibuna e Jaguari. No Rio Paraná, estão localizadas as Usinas Hidrelétricas de Ilha Solteira, Engenheiro Souza Dias (Jupia) e Porto Primavera. Ilha Solteira é a maior usina hidrelétrica do Estado de São Paulo e a terceira maior do Brasil, com potência total instalada de 3.444 MW; a Usina Jupia tem capacidade total instalada de 1.551 MW; e a Usina Porto Primavera possui capacidade instalada de 1.320 MW, já considerando a 12ª unidade geradora que entrou em operação em janeiro de 2002. No Rio Tietê está localizada a Usina Hidrelétrica Três Irmãos, que possui potência instalada de 808 MW. As Usinas Hidrelétricas Paraibuna e Jaguari estão localizadas nos rios que lhes conferem os nomes e possuem 85 MW e 28 MW de potência total instalada, respectivamente.

Em 2001, a produção total de energia pela CESP foi de 26.383 GWh, o que significou um decréscimo de 18,8% em relação a 2000, quando a CESP gerou 32.505 GWh. Este decréscimo ocorreu devido às regras de racionamento de energia impostas pelo Governo Federal em virtude do baixo nível verificado nos reservatórios das geradoras de energia. Apesar do racionamento, a CESP foi a empresa geradora que mais acrescentou energia hidrelétrica nova ao sistema nacional em 2001, com a repotenciação e entrada antecipada em operação de unidades geradoras da Usina Porto Primavera.

Visão Geral da Conjuntura Econômica Brasileira

No final de 1997, na esteira da crise financeira na Ásia, o Brasil vivenciou o início de uma crise econômica provocada pela fuga de capitais, pelas pressões sobre a moeda brasileira e pelo aumento das taxas de juros. Antes que a economia pudesse se recuperar inteiramente dessa crise, a Rússia desvalorizou sua moeda em agosto de 1998, fazendo com que a economia brasileira se deteriorasse ainda mais, em virtude de nova fuga de capitais.

As medidas adotadas pelo Governo Federal para aliviar essa crise não lograram êxito, e a contínua pressão sobre a moeda levou o governo a desvalorizar o real em janeiro de 1999. O real foi desvalorizado em 31,7% frente ao dólar norte-americano no primeiro semestre de 1999, e em 32,4% no ano todo. O BACEN elevou a taxa básica de juros para, aproximadamente, 45% em março de 1999. A taxa básica de juros é a taxa de juros de referência que remunera os detentores dos títulos emitidos pelo Governo Federal, negociados no SELIC.

O segundo semestre de 1999 trouxe alguma melhora na situação econômica brasileira. As taxas básicas de juros caíram para, aproximadamente, 19% em dezembro de 1999, e o real desvalorizou-se em 1,1% frente ao dólar norte-americano no segundo semestre de 1999, em comparação a 31,7% no primeiro semestre desse mesmo ano. A inflação do ano, medida pelo IGP-M, ficou em 20,1%.

No ano de 2000, ocorreu nova melhora da economia. O produto interno bruto real cresceu 4,2% no ano e o valor do real manteve-se relativamente estável. A inflação caiu para 10,0% em 2000, conforme medida pelo IGP-M. O BACEN gradativamente reduziu as taxas básicas de juros para 17,5% em 30 de junho de 2000, reduzindo-as ulteriormente para 16,5% em 31 de dezembro de 2000 e 15,25% em 17 de janeiro de 2001.

O crescimento da economia brasileira desacelerou-se em 2001, à medida que os efeitos da crise econômica em curso na Argentina e os níveis mais baixos de crescimento econômico da economia norte-americana provocaram queda dos investimentos e do consumo no Brasil, a exemplo de outros mercados emergentes. A situação econômica se agravou com o racionamento de energia e com as medidas resultantes desse racionamento, anunciadas pelo Governo Federal, destinadas a reduzir o consumo de eletricidade. Embora os efeitos das medidas de racionamento não possam ainda ser quantificados, essas medidas, aliadas à conjuntura na Argentina e na economia norte-americana, contribuíram para uma redução das projeções de crescimento do PIB em 2001, feitas pelo Governo Federal.

O real se depreciou em 15,7% frente ao dólar norte-americano em 2001, à medida que a taxa de câmbio real/dólar norte-americano aumentou de R\$ 1,9554 para US\$ 1,00 em 31 de dezembro de 2000 para R\$ 2,3049 em 30 de junho de 2001 e R\$ 2,3204 em 31 de dezembro de 2001. Ao mesmo tempo, o BACEN aumentou a taxa básica de juros, no ano de 2001, de 15,3% ao ano em 1º de janeiro de 2001 para 19,0% ao ano em 31 de dezembro de 2001. Em 19 de março de 2002, o BACEN reduziu a taxa básica de juros para 18,5% ao ano.

Durante o primeiro trimestre de 2002, o real apresentou depreciação de 0,1% em relação ao dólar norte-americano, variando de R\$ 2,3204 em 31 de dezembro de 2001 para R\$ 2,3236 em 31 de março de 2002, sendo que em 15 de maio, acumulava uma desvalorização de 7,4%, com taxa de R\$ 2,5060 por dólar norte-americano.

A tabela que se segue demonstra a inflação brasileira medida pelo IGP-M e IPC – FIPE, a desvalorização do real frente ao dólar norte-americano, bem como as taxas de câmbio no encerramento do período e as taxas de câmbio médias nos períodos indicados:

	em 31 de dezembro		
	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>
Inflação (IPC-FIPE)	8,6%	4,4%	7,1%
Inflação (IGP-M)	20,1%	10,0%	10,4%
Desvalorização do real frente ao dólar EUA (i)	32,4%	8,5%	15,7%
Taxa de câmbio no final do período - US\$1,00	R\$ 1,7890	R\$ 1,9554	R\$ 2,3204
Taxa de câmbio média—US\$1,00 (i)	R\$ 1,8019	R\$ 1,8313	R\$ 2,3531

(i) Desvalorização calculada com base no poder de compra em relação ao dólar norte-americano, obtido pela divisão do inverso da taxa do real frente ao dólar no início do período pelo inverso da taxa do real frente ao dólar norte-americano no final do período.

(ii) A taxa de câmbio média representa a soma das taxas de câmbio no fechamento no final de cada mês do período, dividida pelo número de meses do período.

Fontes: Fundação Getúlio Vargas e BACEN.

Os resultados operacionais da Companhia e a sua condição financeira são impactados pela conjuntura econômica brasileira, notadamente pelas variações cambiais, taxas de inflação e níveis de taxas de juros.

O total do endividamento em moeda estrangeira da CESP perfazia R\$ 6.527,2 milhões em 31 de dezembro de 2001. A Companhia prevê que poderá no futuro contrair dívidas substanciais em moeda estrangeira. Na hipótese de novas e expressivas desvalorizações do real em relação ao dólar norte-americano ou outras moedas, o custo do serviço das obrigações em moeda estrangeira da CESP aumentaria, quando apurado em reais, em especial porque suas tarifas e demais receitas são auferidas unicamente em reais. Ademais, qualquer desvalorização significativa do real ocorrida durante certo exercício financeiro acarretará aumento das despesas financeiras da CESP, em decorrência das perdas cambiais que a Companhia deve reconhecer. Por exemplo, a desvalorização de 15,7% do real em 2001 foi a principal razão dos prejuízos líquidos apresentados pela Companhia durante o ano. A desvalorização do real de 32,4% em 1999 aumentou as despesas financeiras da Companhia, prejudicando os resultados operacionais como um todo.

A inflação afeta o desempenho financeiro da Companhia, porque aumenta os custos dos serviços que ela presta bem como suas despesas operacionais. Ademais, parte da dívida em reais é corrigida monetariamente, de sorte a refletir os efeitos da inflação, provocando aumento de suas despesas financeiras e das correspondentes obrigações de serviço da dívida.

Os níveis das taxas de juros no Brasil estão estreitamente ligados às variações cambiais e às taxas de inflação. Taxas elevadas de juros domésticos acarretam aumento das despesas financeiras da CESP e, ademais, afetam negativamente sua capacidade de obter financiamentos, em bases eficientes em termos de custo, nos mercados financeiros e de capitais doméstico. Em razão disso, a CESP poderá continuar a precisar de quantidade substancial de dívidas em moeda estrangeira a fim de atender às suas necessidades de liquidez e de recursos financeiros, que são incrementadas por sua exposição às variações cambiais, como exposto acima.

Efeitos da Estiagem e do Racionamento de Energia Elétrica

Grande parte do território brasileiro foi afetada por período de prolongada e severa estiagem nos anos recentes. O nível dos reservatórios da Região Sudeste, no início do período de seca, estava em 32,2%, nível crítico que não seria capaz de manter o abastecimento de energia com os níveis de consumo vigentes. Em maio de 2001, o Governo Federal instituiu a GCE, com o objetivo de coordenar o esforço para o aumento da oferta e implementar medidas de caráter emergencial necessárias devido às condições hidrológicas críticas. A Região Sudeste, entre outras regiões brasileiras, sofreu racionamento de energia elétrica compulsório a partir de junho de 2001, quando os consumidores foram obrigados a reduzir em 20% o consumo de energia elétrica, tendo como base o consumo médio apresentado nos meses de maio a julho do ano anterior. As medidas de racionamento previam sobretaxas e cortes de fornecimento caso os consumidores não atingissem a meta estipulada para redução no consumo e vigorou até fevereiro de 2002, quando os reservatórios atingiram o nível mínimo de segurança. As medidas implicaram na redução drástica da produção de energia elétrica de origem hidráulica, sendo o suprimento de energia complementado por Geradores Livres (produtores que dispunham de energia não comprometida em contratos), eminentemente de origem térmica.

A exemplo de outras geradoras, a CESP reduziu o valor de seu faturamento mensal, passando a praticar faturas com 80% da energia contratada sob a forma de Contratos Iniciais, a partir do mês de junho de 2001, causando impactos no caixa da CESP ao final do exercício. Esta situação só foi regularizada com o Acordo Geral do Setor Elétrico, proporcionando a recomposição do faturamento da CESP durante os meses de racionamento, para os níveis de 97,7% dos montantes dos Contratos Iniciais. O efeito de caixa só foi refletido em fevereiro de 2002, quando houve o ingresso de parte dos recursos.

O Acordo Geral do Setor Elétrico

Energia Livre

Durante o período de racionamento, o ONS restringiu a geração de origem hidráulica e acionou os Geradores Livres. Estes Geradores Livres são remunerados integralmente pelos preços praticados pelo MAE, e o custo foi dividido entre os geradores do sistema, proporcionalmente à Energia Assegurada de cada um deles, sendo que a CESP responde por cerca de 12,7% da Energia Assegurada do País. De acordo com os demonstrativos preliminares divulgados pelo MAE em 13 de março de 2002, coube à CESP a responsabilidade pela parcela de R\$ 443,2 milhões, valor registrado em conta de Resultado como Despesa e no Passivo Circulante. Deste total, a Companhia é responsável por R\$ 42,8 milhões, que representa o total de energia dos Geradores Livres a ser pago pela CESP, considerando o preço médio de R\$ 49,26 por MWh. A diferença, de R\$ 400,3 milhões, será cobrada dos consumidores através da Recomposição Tarifária Extraordinária.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estipulava um total de R\$ 7,3 bilhões de perdas a serem ressarcidas em virtude do racionamento de energia, dos quais R\$ 2,7 bilhões deveriam ser repassados às geradoras. De acordo com a Lei n.º 10.438, aprovada em 26 de abril de 2002, os distribuidores de energia elétrica terão direito a Recomposição Tarifária Extraordinária para compensar as perdas. A Recomposição Tarifária Extraordinária terá prazo e valores máximos a serem divulgados pela ANEEL até 30 de agosto de 2002, e as distribuidoras repassarão a parcela das geradoras durante o período de vigência das tarifas extraordinárias, conforme estas forem sendo pagas pelos consumidores. A CESP contabilizou em 31 de dezembro de 2001 uma Receita de R\$ 400,3 milhões, sendo R\$ 133,4 milhões no Ativo Circulante e R\$ 266,9 milhões no Realizável a Longo Prazo.

O pagamento aos Geradores Livres será feito à vista, sendo que a parcela de R\$ 400,3 milhões será paga com a antecipação do BNDES (90% do valor), e os 10% restantes serão pagos com recursos da CESP. A diferença, de R\$ 42,8 milhões, será paga diretamente pela Companhia quando os dados do MAE forem homologados, tendo remanescido como despesa do exercício.

Acordo de Reembolso

A CESP atende diretamente alguns consumidores finais, atuando como distribuidora. O Acordo de Reembolso prevê que os consumidores gerarão recursos adicionais que as distribuidoras repassarão às geradoras de energia elétrica para que cumpram seus acordos com o BNDES. Prevê, ainda, que os recursos oriundos da Recomposição Tarifária Extraordinária vigorarão por um período máximo de 6 anos. À CESP coube a parcela de R\$ 22,4 milhões, que foi contabilizada como Receita em contrapartida a contas do Ativo, sendo R\$ 7,5 milhões no Ativo Circulante e R\$ 14,9 milhões no Realizável a Longo Prazo. À medida que ingressarem os recursos, os mesmos serão transferidos aos geradores, de modo que a mesma parcela foi registrada como Despesa em contrapartida a contas do Passivo Circulante e Exigível a Longo Prazo, pelos mesmos valores do Ativo.

Recomposição Tarifária Extraordinária

Cumprindo o Acordo Geral do Setor Elétrico, a CESP apurou o valor de R\$ 14,2 milhões como o montante necessário a recompor sua receita no período do racionamento, relativa ao fornecimento de energia aos consumidores finais diretamente atendidos por ela, observada a metodologia prevista na Resolução ANEEL n.º 31/2002.

Esta recomposição refere-se às perdas resultantes do Programa Emergencial de Consumo de Energia Elétrica no fornecimento de energia a consumidores finais através de aumento tarifário da ordem de 7,9%, no caso da Companhia. Este aumento vigorará pelo prazo necessário para que a Companhia recupere as perdas incorridas durante o período de redução do consumo de energia. Estas perdas são determinadas com base na comparação das receitas de venda de energia efetivamente verificadas no período compreendido entre 1º de julho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002 e as receitas que haviam sido projetadas pela Companhia para esse período, ajustadas por certos fatores, desconsiderando-se a ocorrência do plano de racionamento. Os cálculos destas perdas estão sujeitos à revisão e homologação pela ANEEL, que deverá ocorrer em 2002. No acordo, o montante apurado está contabilizado como Receita em contrapartida a Valores a Receber, R\$ 4,7 milhões no Ativo Circulante e R\$ 9,4 milhões no Realizável a Longo Prazo.

Energia de Curto Prazo

Representa as variações apuradas mensalmente, resultantes do balanço processado no âmbito do MAE, entre compromissos assumidos pela Companhia com seu mercado e demais Agentes do MAE versus o efetivo comportamento de cada integrante do sistema. As variações positivas da Companhia são tratadas como Receita e atingiram R\$ 153,0 milhões.

A CESP pleiteia o reconhecimento de crédito decorrente do ganho de produção nas unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), conforme Ofício ANEEL nº 28/2000-SRG, que, de julho a dezembro de 2001, pelos cálculos da Companhia, estima-se em aproximadamente R\$ 70,0 milhões a seu favor.

As variações negativas (exposições) são tratadas como Despesa e atingiram R\$ 299 milhões. Parte das variações negativas - no caso da CESP a parcela de R\$ 153,8 milhões - foi formalmente questionada pela coletividade dos geradores representados pela ABRAGE, em reunião realizada no dia 20 de março de 2002, com representantes do BNDES, ANEEL e COMAE, que integram o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Na reunião foi decidido que a controvérsia será solucionada entre as partes, em até 30 dias a partir daquela data, mediante análise detalhada do tratamento a que foi ou deve ser submetida tal parcela, sendo que a decisão final será da GCE.

Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela “A”

Além do Acordo Geral do Setor Elétrico, considere-se o valor das variações da Parcela "A", referentes a custos não gerenciáveis incorridos durante o ano de 2001, calculados na forma da Portaria Interministerial n.º 25/2002 e Resoluções ANEEL n.º 72/2002 e 90/2002, que montam a R\$ 13,6 milhões. Deste valor, R\$ 6,0 milhões estão apropriados no Ativo Circulante como Despesas Pagas Antecipadamente, já que serão contempladas quando do próximo reajuste a ser concedido às tarifas de fornecimento a consumidores finais atendidos diretamente pela CESP, previsto para dezembro de 2002 e o restante, R\$ 7,6 milhões estão registrados como Realizável a Longo Prazo - Despesas Pagas Antecipadamente e serão compensados através da Recomposição Tarifária Extraordinária.

Principais Práticas Contábeis

Conforme acima mencionado, esta análise e discussão da administração sobre a condição financeira e os resultados operacionais da CESP foram realizadas com base nas demonstrações financeiras da Companhia que, por sua vez, foram elaboradas em conformidade com a legislação societária brasileira.

As principais práticas contábeis (1) são fundamentais para retratar a condição financeira da Companhia e seus resultados e (2) requerem de sua administração decisões e julgamentos detalhados, subjetivos e complexos, sempre com relação à necessidade de se estimar os efeitos incertos de acontecimentos inerentes à atividade da CESP. Ademais, tendo em vista que o número de variáveis e as estimativas influenciam nas definições futuras referentes ao crescimento, esses julgamentos se tornam ainda mais complexos e subjetivos. Com a finalidade de providenciar um entendimento sobre a forma com que a Companhia realiza esses julgamentos envolvendo variáveis futuras e circunstâncias diversas, seguem abaixo as considerações da CESP referentes às suas principais práticas contábeis.

A ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo, através da Resolução n.º 444 de 26 de outubro de 2001, um documento denominado “Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica”, contendo o Plano de Contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações financeiras, resultando em alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2002. As demonstrações contábeis da CESP de 31 dezembro de 2001 e 2000 não refletem quaisquer reclassificações para estarem de acordo com o novo plano de contas.

Créditos com Pessoas Ligadas

Em 31 de dezembro de 2001, estavam contabilizados valores a receber de R\$ 518,0 milhões, devidos pela Secretaria da Fazenda. Sendo que R\$ 20,7 milhões estavam alocados no Ativo Circulante e R\$ 497,3 milhões no Realizável a Longo Prazo. Deste total, R\$ 483,7 milhões eram referentes a créditos consolidados provenientes de contrato firmado em novembro de 2000, para amortização em 120 parcelas mensais, e saldo de R\$ 15,0 milhões de contrato firmado em dezembro de 2000, com amortização em 48 parcelas mensais. Ambos os contratos são corrigidos pelo IGP-M e juros de 6% ao ano. Os R\$ 19,2 milhões restantes se referiam a contrato celebrado em agosto de 1999, cujos montantes são repassados à Fundação CESP. Esse contrato vem sendo amortizado em 48 parcelas mensais, corrigidas pela variação do IGP-M, acrescido de juros de 6% ao ano.

Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Com base nas análises relativas às projeções operacionais plurianuais da Companhia, considerando os cenários do MAE, a entrada em operação das novas unidades geradoras e a recuperação do custo de construção incorrido e a incorrer da Usina Porto Primavera, a CESP reconheceu os créditos tributários relativos ao prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social sobre o lucro, bem como sobre as diferenças intertemporais, conforme Deliberação CVM n.º 273/98.

O registro do Imposto de Renda e da Contribuição Social diferidos está suportado em projeções financeiras para os próximos 10 anos, conforme recomendado pelo Poder Concedente, visando determinar a recuperabilidade dos saldos de prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças intertemporais. Essas projeções adotam como premissas básicas o aumento das receitas em função da quantidade física de energia a ser colocada à disposição do mercado e reajustes tarifários futuros sobre energia suprida às distribuidoras, em contraposição à manutenção ou redução do nível de despesas operacionais e financeiras com conseqüente obtenção de resultados positivos. Essas projeções são periodicamente reavaliadas pela Administração da Companhia.

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributários futuros, até o limite de 30% do resultado do exercício. Com base em suas projeções, a Companhia estima que a realização desses créditos fiscais ocorrerá num período de até 10 anos. Em 2001, a CESP contabilizou R\$ 319,4 milhões relativos a prejuízos fiscais e R\$ 98,2 milhões relativos a contribuição social sobre o lucro. Em 31 de dezembro de 2001, o valor dos Prejuízos Fiscais Acumulados somava R\$ 543,8 milhões, e a Base Negativa de Contribuição Social era de R\$ 146,6 milhões.

Valores a Receber - Energia

Em virtude do Acordo Geral do Setor Elétrico, a CESP contabilizou em 31 de dezembro de 2001 um total de R\$ 589,9 milhões, dos quais R\$ 298,7 milhões no Ativo Circulante e R\$ 291,2 milhões no Realizável a Longo Prazo. Estes valores foram calculados de acordo com o relatório preliminar divulgado pelo MAE em 13 de março de 2002, estando sujeito a eventuais ajustes.

Valores a Pagar – Energia

A CESP contabilizou em 31 de dezembro de 2001 um passivo de R\$ 764,5 milhões, totalmente alocados no curto prazo. Esse valor também foi calculado com base no relatório preliminar do MAE, e inclui uma parcela de R\$ 153,8 milhões que está sendo contestada pelas geradoras, representadas pela ABRAGE. A contestação se deu em reunião realizada em 20 de março de 2002, com representantes do BNDES, da ANEEL e do COMAE, que integram o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Na reunião, foi decidido que a controvérsia deveria ser solucionada em até 30 dias a partir daquela data, sendo que a decisão final caberá à CGE.

Ativos Imobilizados

Encargos Financeiros e Efeitos Inflacionários

De acordo com a Instrução Geral n.º 36 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e Instrução CVM n.º 193, de 11 de julho de 1996, a CESP capitalizou no Ativo Imobilizado em Curso os valores de R\$ 577,6 milhões, referentes a capitalização de juros, e R\$ 1.234,6 milhões, referentes aos efeitos inflacionários e cambiais contabilizados no resultado.

Obras em Andamento

A CESP mantém em construção, na bacia do Rio Paraná, a Porto Primavera, com valor líquido contabilizado de R\$ 1.695,3 milhões em 31 de dezembro de 2001. O saldo transferido para o Imobilizado em Serviço até 31 de dezembro de 2001 foi de R\$ 11.412,0 milhões.

Desapropriações

Determinadas propriedades necessárias à implementação dos projetos da Companhia, especificamente aquelas destinadas à construção de reservatórios ou outros empreendimentos ligados às suas atividades, foram desapropriadas de acordo com legislação específica e estão sujeitas a negociações com seus proprietários. Nos casos em que há dificuldade de se chegar a estimativas precisas de valor, seja pelo tempo necessário à obtenção das sentenças judiciais ou pela imprevisibilidade dos resultados das negociações, a Companhia registra o custo das desapropriações como parte do ativo imobilizado somente ao final do seu processo. Nos casos onde tal previsão é possível, a Companhia provisiona o custo das desapropriações em contrapartida ao ativo imobilizado, além de depósitos judiciais para garantia das ações registrados no imobilizado em curso.

Em 31 de dezembro de 2001, a Companhia mantinha registradas provisões estimadas no valor de R\$ 156,4 milhões para fazer face aos custos relacionados às referidas desapropriações.

Taxas de Depreciação

Conforme Resolução ANEEL n.º 044, de 17 de março de 1999, as taxas anuais de depreciação adotadas no serviço público de energia elétrica passaram a ser, basicamente, de 2,0% a 8,3% para os bens vinculados à geração, transmissão e distribuição; 10,0% para móveis e utensílios e 20,0% para veículos.

Planos de Pensão

Através da Fundação CESP são mantidos planos de suplementação de aposentadorias e pensão aos empregados da CESP.

Plano "B" e "B1" - Suplementação de Aposentadorias

É regido pela Lei 6.435, de 15 de julho de 1977. A entidade patrocinadora é a própria CESP, que proporciona benefícios de suplementação de aposentadorias e pensão, utilizando o regime financeiro de capitalização. O valor presente dos benefícios a serem pagos, menos o valor presente das contribuições futuras, determinam as necessidades de reservas.

A CESP, através de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997 objetivando equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir o risco de futuros déficits.

Em decorrência do saldamento do Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BSPS (Plano B) existente junto à Fundação CESP, foi criado o Plano B1 de benefícios, que substituiu o Plano B. Este plano entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 1998.

O custeio desse plano ocorre por contribuições paritárias entre a Companhia e os empregados. As taxas de custeio são reavaliadas, periodicamente, por consultores atuariais independentes.

A contribuição da patrocinadora no ano de 2001 foi de 8,08% (8,43% em 2000) sobre os salários reais de contribuição.

Os benefícios do Plano B anterior se mantêm idênticos para os participantes assistidos. No caso dos participantes ativos, as reservas correspondentes aos mesmos foram salgadas pela patrocinadora em 31 de dezembro de 1997 e os benefícios serão pagos aos participantes, também na forma de renda vitalícia, quando do início do prazo de suas aposentadorias. O saldo do Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BSPS será corrigido até a data do início dos pagamentos dos benefícios pelo IGP-DI publicado pela Fundação Getúlio Vargas e quando do início da concessão dos benefícios de acordo com o mesmo índice, nas mesmas datas em que forem reajustados os benefícios da Previdência Social.

Adicionalmente aos benefícios do plano, a CESP oferece a seus empregados outros benefícios como assistência médica e odontológica, os quais também são administrados pela Fundação CESP.

Demonstração do Resultado

A tabela a seguir apresenta, em relação aos períodos indicados, certas rubricas da demonstração do resultado da CESP, cada qual expressa como porcentagem das receitas operacionais líquidas:

	Período de 3 meses encerrado em 31 de março		Exercício Social encerrado em 31 de dezembro		
	2002	2001	2001	2000	1999
Dados da Demonstração do Resultado					
Receita Bruta das vendas e dos serviços	108,0	108,2	107,6	108,1	106,4
Deduções à Receita Bruta	(8,0)	(8,2)	(7,6)	(8,1)	(6,4)
Receita Líquida das vendas e dos serviços	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Custo das vendas e dos Serviços Prestados	(52,9)	(49,6)	(70,9)	(55,7)	(78,6)
Lucro Bruto	47,1	50,4	29,1	44,3	21,4
Despesas Financeiras, Líquidas	(42,0)	(197,8)	(87,0)	(67,5)	(114,3)
Resultado Operacional (prejuízo)	5,1	(147,5)	(57,9)	(23,1)	(93,7)
Receitas (Despesas) Não Operacionais, Líquidas	(1,5)	(1,4)	(0,3)	(25,2)	95,0
Resultado (Prejuízo) antes do Imposto de Renda	3,5	(148,9)	(58,2)	(48,4)	1,3
Imposto de Renda e Contribuição Social	(0,5)	49,9	19,8	17,2	-
Lucro Líquido (Prejuízo)	3,1	(98,9)	(38,5)	(31,2)	1,3

Primeiro Trimestre de 2002 Comparado ao Primeiro Trimestre de 2001

Receita Operacional das Vendas e Serviços

A Receita Operacional Bruta das vendas e serviços nos três meses encerrados em 31 de março de 2002 aumentou R\$ 42,0 milhões, ou 10,9%, passando para R\$ 427,6 milhões, contra R\$ 385,6 milhões no mesmo período de 2001. A variação da receita operacional bruta por segmento foi a seguinte:

(i) a receita operacional bruta de suprimento de energia no primeiro trimestre de 2002 foi R\$ 396,7 milhões, sendo responsável por 92,8% da receita total da Companhia. Comparada ao primeiro trimestre de 2001, quando a receita bruta de suprimento foi R\$ 363,6 milhões (desconsiderando-se a energia negociada no mercado de curto prazo), a receita apresentou crescimento de R\$ 33,1 milhões, ou 9,1%. Apesar da queda no volume fornecido no período em decorrência das medidas de racionamento que vigoraram até 28 de fevereiro de 2002, a receita aumentou devido ao aumento de 12,1% da tarifa média praticada, que passou de R\$ 47,22/MWh em 2001 para R\$ 52,93/MWh.

(ii) a receita operacional bruta de fornecimento também evoluiu em relação ao primeiro trimestre de 2001, apesar da queda do volume fornecido, passando de R\$ 25,9 milhões para R\$ 30,8 milhões, o que representou um crescimento de 18,9%. A tarifa média de fornecimento é mais alta do que a de suprimento, e aumentou 33,9% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, evoluindo de R\$ 50,19/MWh para R\$ 67,21 /MWh.

As deduções à receita operacional bruta nos primeiros três meses de 2002 e 2001 foram R\$ 31,8 milhões e R\$ 29,4, respectivamente, mantendo proporção semelhante.

A receita operacional líquida de vendas e serviços aumentou 11,1% em relação a 2001, atingindo R\$ 395,7 milhões, comparado a R\$ 356,1 milhões em 2001.

Custo das Vendas e dos Serviços Prestados

O custo das vendas e dos serviços prestados no primeiro trimestre de 2002 em relação ao mesmo período do ano anterior aumentou R\$ 32,7 milhões, ou 18,5%, passando de R\$ 176,8 milhões para R\$ 209,5 milhões. Grande parte desse aumento foi ocasionada pelas despesas de R\$ 25,4 milhões com plano de pensão (Fundação CESP) em 2002, que não ocorreram em 2001. As despesas com a compra de energia para revenda diminuíram 50,6%, passando para R\$ 8,5 milhões, contra R\$ 17,3 milhões no mesmo período de 2001. Os demais custos se mantiveram em linha com a receita. As despesas de depreciação, que aumentaram R\$ 9,4 milhões, passando de R\$ 98,9 milhões para R\$ 108,3 milhões, apresentaram ligeira dedução em relação à receita líquida. As despesas com a compra de energia para revenda diminuíram 50,6%, passando para R\$ 8,5 milhões, contra R\$ 17,3 milhões no mesmo período de 2001.

Lucro Bruto

Em consequência dos fatores acima mencionados, o lucro bruto no primeiro trimestre de 2002 aumentou R\$ 6,9 milhões, ou 3,9% em relação ao mesmo período em 2001, passando de R\$ 179,4 milhões para R\$ 186,3 milhões. Como porcentagem da receita líquida das vendas e serviços, o lucro bruto aumentou para 52,9% em 2002, em comparação com 49,6% no período correspondente em 2001.

Despesas Financeiras, Líquidas

As despesas financeiras consistem basicamente de juros incidentes sobre as dívidas da Companhia, perdas cambiais sobre essas dívidas e variações monetárias passivas sobre essas dívidas, compensadas, em parte, por receitas de juros sobre caixa e depósitos a prazo fixo e atualização de valores a receber de partes relacionadas.

A relativa estabilidade cambial presenciada no início de 2002 fez com que as despesas financeiras líquidas diminuíssem em R\$ 538,5 milhões, ou 76,4% no primeiro trimestre em relação ao mesmo período de 2001, quando o câmbio estava pressionado. Como consequência, as despesas financeiras líquidas foram de R\$ 166,2 milhões, contra R\$ 704,7 milhões no primeiro trimestre do ano anterior. No primeiro trimestre de 2002, houve um pequeno ganho de R\$ 2,5 milhões relacionados à variação cambial, ante uma despesa de R\$ 557,0 milhões no mesmo período de 2001.

Os juros e demais encargos sobre empréstimos e financiamentos em reais e em moeda estrangeira apresentaram queda de R\$ 10,8 milhões, ou 5,7%, passando para R\$ 201,5 milhões no primeiro trimestre de 2002, em comparação com R\$ 190,7 milhões no mesmo período de 2001. Essa queda deveu-se principalmente à diminuição de R\$ 28,9 milhões dos juros e demais encargos em decorrência da menor variação da dívida em moeda estrangeira quando convertida em reais, em consequência da estabilidade do real frente ao dólar norte-americano no início de 2002.

Em 31 de março de 2002, aproximadamente R\$ 6.508,2 milhões, ou 81,2% da dívida da Companhia era denominada em moeda estrangeira.

A receita de juros diminuiu R\$ 10,2 milhões, ou 23,7%, passando de R\$ 43,0 milhões no primeiro trimestre de 2001 para R\$ 32,8 milhões no mesmo período de 2002.

Resultado Operacional

Em consequência dos fatores acima mencionados, a CESP apresentou lucro operacional de R\$ 20,0 milhões no primeiro trimestre de 2002, ante um prejuízo de R\$ 525,3 milhões no mesmo período de 2001, sendo que a principal razão foi a redução das despesas com variação cambial.

Receitas (Despesas) Não Operacionais, Líquidas

As despesas não operacionais aumentaram 22,0% no primeiro trimestre de 2002 em relação ao mesmo período de 2001, passando de R\$ 4,9 milhões para R\$ 6,0 milhões.

Lucro Líquido

Em consequência dos fatores acima mencionados, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$ 12,2 milhões nos primeiros três meses de 2002, em comparação com prejuízo de R\$ 352,4 milhões no mesmo período do ano anterior.

2001 Comparado a 2000

Receita Operacional das Vendas e Serviços

A Receita Operacional Bruta das vendas e serviços para 2001 aumentou R\$ 839,0 milhões, ou 58,4%, passando de R\$ 1.435,5 milhões para R\$ 2.274,5 milhões. Parte deste aumento ocorreu devido a fatores extraordinários:

- (i) R\$ 439,8 milhões referentes ao Acordo Geral do Setor Elétrico, sendo R\$ 422,7 milhões do Acordo dos Geradores e de Energia de Geradores Livres e R\$ 17,1 milhões de Recomposição Tarifária Extraordinária; e

(ii) R\$ 153,1 milhões referentes à venda de energia no mercado de curto prazo, conforme o relatório preliminar do MAE.

Descontando-se os efeitos do Acordo Geral do Setor Elétrico e da energia de curto prazo, a Receita Operacional Bruta alcançou R\$ 1.681,3 milhões, representando um crescimento de 21,9% em relação a 2000, quando a Receita Bruta atingiu R\$ 1.378,8 milhões (líquida da exposição ao MAE).

Em 2001, a Receita Bruta de Suprimento de energia relacionadas aos Contratos de Longo Prazo somou R\$ 1.582,2 milhões, apresentando um crescimento de 23,5% em relação à Receita de R\$ 1.281,1 milhões apresentada em 2000. Este aumento se deve principalmente aos reajustes tarifários aplicados no período, que levaram a tarifa média para este tipo de consumidor a aumentar 20,5%, passando de R\$ 45,48/MWh para R\$ 54,80/MWh. A CESP negociou com seus clientes distribuidores a concatenação dos aumentos tarifários aos aumentos dos distribuidores, de modo que a data de reajuste para os clientes coincide com as datas em que estes aplicam reajustes para o consumidor.

No segmento de fornecimento de energia, a Receita Bruta apresentou um ligeiro crescimento de 4,4% mesmo com a queda do volume negociado, passando de R\$ 97,6 milhões para R\$ 102,0 milhões, resultado de um incremento de 14,9% na tarifa média praticada para este tipo de consumidor, que passou de R\$ 43,57/MWh em R\$ 50,05/MWh. Esse incremento é consequência do reajuste de 18,4% para as tarifas de fornecimento a partir de dezembro de 2000, autorizado por Resolução da ANEEL.

As deduções à Receita Bruta Operacional aumentaram em R\$ 54,0 milhões de 2000 para 2001, incluindo R\$ 21 milhões relativos ao PIS e COFINS sobre a receita extraordinária.

Como reflexo do Acordo Geral do Setor Elétrico, do resultado preliminar divulgado pelo MAE, do crescimento das vendas e do aumento dos preços médios, a Receita Operacional Líquida de vendas e serviços em 2001 aumentou 59,1% em relação a 2000, atingindo R\$ 2.113,3 milhões, comparado a R\$ 1.328,4 milhões.

Custo das Vendas e dos Serviços Prestados

De forma análoga à Receita Operacional Bruta das vendas e serviços, o Custo das vendas e dos serviços prestados em 2001 também foi influenciado pelo desdobramento do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, aumentando de R\$ 739,5 milhões para R\$ 1.498,6 milhões, ou 102,0%. Foram contabilizados R\$ 465,5 milhões relativos ao Acordo de Geradores Livres e de Reembolso, além de R\$ 299,0 milhões decorrentes de exposição negativa no mercado de curto prazo, obedecendo ao relatório preliminar divulgado pelo MAE. Além destes componentes extraordinários, os custos se mantiveram relativamente estáveis em relação ao ano anterior, com destaque para as despesas com materiais e serviços de terceiros, que juntas apresentaram uma queda de R\$ 10,6 milhões, e para a depreciação, que aumentou R\$ 37,2 milhões, ou 10,0%, passando de R\$ 371,1 milhões para R\$ 408,3 milhões, devido à entrada em operação dos novos geradores de Porto Primavera.

Lucro Bruto

Em consequência dos fatores acima mencionados, o lucro bruto em 2001 aumentou R\$ 25,9 milhões, ou 4,4%, passando de R\$ 588,9 milhões para R\$ 614,8 milhões. Como porcentagem da receita líquida das vendas e serviços, o lucro bruto diminuiu para 29,1% em 2001, em comparação com 44,3% no período correspondente em 2000.

Despesas Financeiras, Líquidas

As despesas financeiras líquidas em 2001 aumentaram R\$ 942,0 milhões, ou 105,1%, passando de R\$ 896,4 milhões em 2000, para R\$ 1.838,3 milhões. Como porcentagem da receita líquida de vendas e serviços, as despesas financeiras líquidas aumentaram para 87,0% em 2001, em comparação com 67,5% em 2000.

Os aumentos das despesas financeiras líquidas em termos absolutos e relativos deveram-se principalmente ao aumento da perda com variação cambial verificado em 2001, em comparação a 2000, refletindo os efeitos sobre a dívida da CESP em moeda estrangeira da desvalorização significativa do real frente ao dólar norte-americano nos primeiros nove meses de 2001. A perda cambial aumentou para R\$ 1.054,1 milhões em 2001, em comparação com perda cambial de R\$ 374,4 milhões em 2000.

Os juros e demais encargos sobre empréstimos e financiamentos em reais e em moeda estrangeira aumentaram R\$ 133,7 milhões, ou 16,6%, passando para R\$ 938,3 milhões em 2001, em comparação com R\$ 804,6 milhões em 2000. Esse aumento deveu-se principalmente a:

- (i) aumento de R\$ 48,4 milhões dos juros e demais encargos em decorrência do aumento da dívida em moeda estrangeira quando convertida em reais, em consequência da depreciação do real frente ao dólar norte-americano em 2001, ainda que o valor do principal total da dívida denominada em moeda estrangeira tenha diminuído em 2001; e
- (ii) aumento de R\$ 36,0 milhões dos juros e demais encargos devido ao aumento, por correção monetária, do valor do principal da dívida em reais em 2001.

Em 31 de dezembro de 2001, aproximadamente R\$ 6.527,2 milhões, ou 81,9% da dívida da CESP era denominada em moeda estrangeira.

A receita de juros diminuiu R\$ 128,6 milhões, ou 45,5%, passando de R\$ 282,6 milhões em 2000 para R\$ 154,0 milhões. A queda é basicamente decorrente da diminuição das disponibilidades e aplicações financeiras de curto prazo.

Resultado Operacional

Em consequência dos fatores acima mencionados (incluindo, em especial, perdas cambiais), o prejuízo operacional em 2001 totalizou R\$ 1.223,6 milhões, em comparação com prejuízo operacional de R\$ 307,5 milhões em 2000.

Receitas (Despesas) Não Operacionais, Líquidas

As despesas não operacionais líquidas em 2001 diminuíram R\$ 327,9 milhões, ou 97,8%, passando de R\$ 335,2 milhões para R\$ 7,3 milhões. Como porcentagem da receita operacional líquida, as despesas não operacionais sofreram uma diminuição para 0,3% em 2001, em comparação aos 25,2% em 2000. As despesas não operacionais em 2000 ocorreram principalmente em razão do reconhecimento de contingências do INSS pela Companhia em março daquele ano, face à adesão ao REFIS.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2001, a CESP reconheceu um crédito de imposto de renda e contribuição social de R\$ 417,6 milhões, ante um crédito de R\$ 228,4 milhões reconhecido em 2000. Em ambos os casos, o registro do imposto de renda e contribuição social está amparado em análises relativas às projeções plurianuais da Administração da Companhia, considerando os cenários de MAE, a entrada em operação das novas unidades geradoras e a recuperação do custo de construção incorrido e a incorrer na Usina Porto Primavera.

Prejuízo Líquido

Em consequência dos fatores acima mencionados, o prejuízo líquido em 2001 totalizou R\$ 813,3 milhões, em comparação com prejuízo de R\$ 414,3 milhões em 2000.

2000 Comparado a 1999

Em virtude do processo de cisão da CESP em 31 de março de 1999, é necessário notar que até o primeiro trimestre estavam refletidas as Receitas e Despesas das atividades de transmissão e geração das empresas cindidas, que iniciaram operações comerciais em 1º de abril de 1999. Além disso, a Companhia realizava o repasse da energia de Itaipu às distribuidoras até 30 de junho de 1999, quando cessou tal atividade. As informações financeiras de 2000 são as primeiras que refletem somente as operações da CESP remanescente, e, por isso, não são diretamente comparáveis às informações de 1999.

Receita Operacional Líquida das Vendas e Serviços

Em 2000, a Receita Operacional Bruta de vendas e serviços diminuiu R\$ 898,7 milhões, ou 39,4%, passando de R\$ 2.334,3 milhões em 1999 para R\$ 1.435,5 milhões. A diminuição da Receita Operacional Bruta de vendas e

serviços é decorrente principalmente do menor volume de energia vendido sob a forma de suprimento em 2000, resultado do processo de cisão. A Receita Operacional Bruta de suprimento de energia contratada passou de R\$ 2.241,7 milhões em 1999 para R\$ 1.281,1 milhões em 2000. As principais razões para a diminuição da receita foram:

(i) a partir de junho de 1999, a Companhia não realizou mais operações de repasse de energia de Itaipu, que até aquela data representaram uma movimentação de R\$ 694,7 milhões, ou 29,8% do total da Receita Operacional Bruta de vendas e serviços da CESP de todo aquele ano; e

(ii) mesmo descontando o efeito do encerramento dos repasses da energia de Itaipu, a Receita Operacional Bruta de venda de energia de geração própria ou de outras geradoras também apresentou retração, passando de R\$ 1.548,0 milhões em 1999 para R\$ 1.281,1 em 2000.

As receitas de fornecimento da Companhia, entretanto, apresentaram crescimento de 13,5%, passando de R\$ 86,0 milhões em 1999 para R\$ 97,6 milhões em 2000.

A Receita Operacional Bruta resultante da comercialização de energia no mercado de curto prazo aumentou R\$ 51,0 milhões, passando de R\$ 3,9 milhões para R\$ 55,0 milhões.

Custo das Vendas e dos Serviços Prestados

Em 2000, sem os repasses de Itaipu, a CESP comercializou basicamente a energia gerada pela própria Companhia, reduzindo seus Custos das vendas e dos serviços prestados em R\$ 989,9 milhões, ou 57,1%, passando de R\$ 1.724,4 milhões em 1999 para R\$ 739,4 milhões. As principais razões para a redução dos custos foram:

(i) a interrupção do repasse da energia da Itaipu, que somente no primeiro semestre de 1999 significou um custo de R\$ 645,3 milhões; e

(ii) a energia adquirida de Furnas em 1999, que representou um custo de R\$ 212,1 milhões, o que não ocorreu em 2000.

Lucro Bruto

Em consequência dos fatores acima mencionados, o lucro bruto em 2000 aumentou R\$ 119,9 milhões, ou 25,6%, passando de R\$ 469,0 milhões para R\$ 588,9 milhões. Como porcentagem da receita líquida das vendas e serviços, o lucro bruto aumentou para 44,3% em 2000, comparado a 21,4% no período correspondente em 1999.

Despesas Financeiras, Líquidas

As despesas financeiras líquidas em 2000 diminuíram R\$ 1.609,8 milhões, ou 64,2%, passando de R\$ 2.506,1 milhões em 1999, para R\$ 896,4 milhões. Como porcentagem da receita líquida de vendas e serviços, as despesas financeiras líquidas diminuíram para 67,5% em 2000, em comparação com 114,3% em 1999.

O decréscimo das despesas financeiras líquidas em termos absolutos e relativos deveu-se principalmente à diminuição da perda cambial verificado em 2000, em comparação a 1999, refletindo os efeitos sobre a dívida em moeda estrangeira da maxi desvalorização do real frente ao dólar norte-americano no início de 1999. A perda cambial diminuiu para R\$ 374,4 milhões em 2000, em comparação com perda cambial de R\$ 1.884,5 milhões em 1999.

Os juros e demais encargos sobre empréstimos e financiamentos em reais e em moeda estrangeira diminuíram R\$ 378,0 milhões, ou 32,0%, passando para R\$ 804,6 milhões em 2000, em comparação com R\$ 1.182,5 milhões em 1999. Essa queda deveu-se principalmente a:

- (i) diminuição de R\$ 226,5 milhões nas outras despesas financeiras, que incluem, entre outros itens, encargos sobre tributos e contribuições, contrato com Eletrobrás e contrato com a Fundação CESP;
- (ii) diminuição de R\$ 144,3 milhões nas variações monetárias, em razão de taxas de inflação mais baixas em 2000.

Resultado Operacional

Em consequência dos fatores acima mencionados, o prejuízo operacional em 2000 totalizou R\$ 307,5 milhões, em comparação com prejuízo operacional de R\$ 2.055,3 milhões em 1999.

Receitas (Despesas) Não Operacionais, Líquidas

As despesas não operacionais em 2000 ocorreram principalmente em razão do reconhecimento de contingências do INSS pela Companhia em março daquele ano, face à adesão ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, alcançando R\$ 335,2 milhões. Em 1999, A Companhia apresentou receitas operacionais significativas que somavam R\$ 2.084,5 milhões, em virtude da alienação das participações na Comgás, CPFL e Elektro no momento da cisão.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2000, a CESP reconheceu um crédito de imposto de renda e contribuição social de R\$ 228,4 milhões, amparada em análises relativas às projeções plurianuais da Administração da Companhia, considerando os cenários do MAE, a entrada em operação das novas unidades geradoras e a recuperação do custo de construção incorrido e a incorrer com Porto Primavera.

Lucro Líquido (Prejuízo)

Em consequência dos fatores acima mencionados, o prejuízo em 2000 foi R\$ 414,3 milhões, em comparação com lucro líquido de R\$ 29,2 milhões em 1999.

Liquidez e Recursos Financeiros

As principais necessidades de liquidez e de recursos financeiros da Companhia incluem as seguintes:

- (i) obrigações de serviço de dívida referentes ao endividamento;
- (ii) obrigações decorrentes do Acordo Geral do Setor Elétrico, celebrado em virtude do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, no total de R\$ 782,9 milhões, dos quais R\$ 768,0 milhões são devidos no curto prazo e R\$ 14,9 milhões são devidos no longo prazo;
- (iii) investimentos para manter, desenvolver e expandir os sistemas de geração, em especial a conclusão da montagem das unidades geradores 13 e 14 de Porto Primavera, com a entrada em operação comercial prevista para outubro de 2002 e novembro de 2003, respectivamente, no valor estimado de R\$ 585,0 milhões, a ser despendido entre 2002 e 2004; e
- (iv) reforma e reconstrução dos Edifícios Sede I e II e do Shopping Center 3, na Avenida Paulista, na cidade de São Paulo, prevendo-se a conclusão para 2004 e gastos estimados em cerca de R\$ 55 milhões no período.

As principais fontes de liquidez e recursos financeiros da CESP são:

- (i) recursos gerados pelas operações;
- (ii) recursos captados no mercado internacional oriundos da reestruturação da dívida externa brasileira, no contexto do Plano Brady;
- (iii) financiamentos tomados nos mercados de capitais e financeiros domésticos e internacionais;
- (iv) recursos captados através de Certificados a Termo de Energia Elétrica; e
- (v) recursos oriundos do Acordo do Geral do Setor Elétrico, através do Acordo de Reembolso e Recomposição Tarifária Extraordinária celebrado entre os geradores de energia. Parte desses recursos será adiantada pelo BNDES, mediante empréstimo que será amortizado à medida que a Companhia receber os recursos pagos pelos consumidores aos distribuidores.

A CESP acredita dispor de fontes de liquidez e de recursos financeiros suficientes para atender as previsões de suas necessidades de serviço da dívida, de dispêndio de capital e demais necessidades nos próximos anos, embora não possa oferecer garantias nesse particular.

A CESP gera recursos substanciais advindos de suas operações. Em 2000 e 2001, gerou caixa por meio das atividades operacionais no valor de R\$ 1.340,0 milhões e R\$ 269,5 milhões, respectivamente. Embora só tenha registrado lucro líquido (R\$ 29,2 milhões) em 1999, com prejuízos de R\$ 414,3 milhões em 2000 e de R\$ 813,3 milhões em 2001, a Companhia acredita poder continuar com suas atividades operacionais como fonte de recursos, uma vez que esses prejuízos líquidos deveram-se principalmente a perdas cambiais, decorrentes do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica e da substancial desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano nos primeiros nove meses de 2001, que representaram itens não monetários nos referidos exercícios.

A expectativa da Companhia é de que o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais deverá ser, isoladamente considerado, a maior fonte de liquidez e recursos financeiros em exercícios e períodos financeiros futuros, em virtude dos investimentos realizados para aumentar a capacidade geradora.

Em 31 de dezembro de 2001, a dívida denominada em moeda estrangeira, de aproximadamente R\$ 6.527,2 milhões, consistia primordialmente de: empréstimos no valor de US\$1.185,6 milhões tomados no contexto da reestruturação da dívida externa sob a forma de títulos conhecidos como Bradies; US\$ 569,3 milhões referentes ao “Contrato de Refinanciamento de Dívida” firmado com o Banco do Brasil S.A. em 1994 com prazo de 16 anos; US\$ 500 milhões em Títulos de Dívida de Médio Prazo emitidas em 2001 com taxas de 10,50% e 9,75% e vencimento em fevereiro e março de 2004; e Títulos de Dívida de Médio Prazo de 9,125% e 9,625% com vencimento em 2007 e opção de resgate em junho de 2002 no valor principal global de US\$ 300,0 milhões negociadas no mercado internacional em junho de 1997. Nessa data, a dívida doméstica da Companhia era de, aproximadamente, R\$ 1.711,9 milhões e consistia de: 5ª, 6ª e 7ª emissões de CTEEs no montante de R\$ 983 milhões, com opção de resgate iniciada em junho de 2000 e último resgate previsto para fevereiro de 2004; empréstimos em reais adquiridos junto ao BNDES; R\$ 264,2 milhões em debêntures emitidas em abril de 2001 com início de resgate em novembro de 2003, remuneradas pela variação da taxa CDI mais 2% ao ano; e dívidas atuariais de R\$ 159,0 milhões junto à Fundação CESP, remanescentes do processo de cisão.

Em 31 de março de 2002, o perfil da dívida era semelhante ao do final do exercício de 2001. A dívida denominada em moeda estrangeira e local somava, respectivamente, R\$ 6.508,2 milhões e R\$ 1.502,6, totalizando R\$ 8.010,8 milhões. Do total do principal da dívida em moeda estrangeira, R\$ 2.452,1 milhões, ou 89,0% era denominado em dólares norte-americanos, R\$ 672,4, ou 10,5%, em euros e R\$ 28,2 milhões, ou 0,5% em francos suíços.

Em 9 de maio de 2002, a Companhia emitiu títulos no mercado internacional dentro de um programa de Euro-Medium Term Notes, no valor de US\$ 150 milhões (equivalentes naquela data a R\$ 367,8 milhões, de acordo com a cotação de R\$ 2,4519). Esse empréstimo é livre de garantia e fará jus a taxa de juros de 9% ao ano no primeiro ano e 11,5% nos anos seguintes, com vencimento final em maio de 2005.

Os Certificados a Termo de Energia Elétrica - CTEEs - são títulos que se caracterizam por ter, na data da emissão, o valor unitário de 1 MW/hora da tarifa de fornecimento classe B-3 de uma distribuidora de energia elétrica. A tarifa da classe B-3 é aplicável aos Consumidores Cativos e é regulada pela ANEEL para cada empresa detentora da rede de distribuição, que estão sujeitas ao controle e à fiscalização do poder concedente. Os Certificados a Termo de Energia Elétrica - CTEEs são negociados em mercado de balcão e oferecem duas alternativas de resgate financeiro, prevalecendo a maior entre: a remuneração pelo índice financeiro definido para cada emissão e a variação da tarifa B-3 em vigor. Permite ainda o resgate físico, quando utilizado para pagamento de faturas de energia elétrica junto à distribuidora, que por sua vez os utiliza para pagar sua fatura junto à companhia supridora.

Em 31 de março de 2002, a CESP contava com cerca de R\$ 6.937,3 milhões de dívida de longo prazo (excluída a parcela corrente da dívida de longo prazo), dos quais cerca de R\$ 6.010,5 milhões, ou 86,7%, representados por dívida de longo prazo em moeda estrangeira. Cerca de 90% de toda a dívida em moeda estrangeira está em dólares norte-americanos. O restante está denominado em euros ou em francos suíços. A Companhia prevê que poderá incorrer em valores substanciais de dívida em moeda estrangeira no futuro, entre outros motivos, para refinar parcelas de suas dívidas em reais mais caras, refinar suas dívidas em moeda estrangeira e para financiar seu programa de dispêndio de capital. Na hipótese de desvalorização significativa da moeda brasileira com relação ao dólar norte-americano ou outras moedas, o custeio do serviço da dívida em moeda estrangeira e de cumprir demais obrigações poderá ser prejudicada, especialmente porque as tarifas e receitas estão baseadas principalmente em reais.

Em 31 de março de 2002, a CESP tinha um endividamento de curto prazo de, aproximadamente, R\$ 1.073,5 milhões, representativo da parcela corrente da dívida de longo prazo. Em 31 de março de 2001, aproximadamente R\$ 497,7 milhões dessa dívida de curto prazo era denominada em moedas estrangeiras.

A dívida de longo prazo em 31 de março de 2002 incluía, aproximadamente, R\$ 719,9 milhões devidos ao longo de 2003; aproximadamente R\$ 1.833,7 milhões devidos ao longo de 2004; aproximadamente R\$ 546,2 milhões devidos ao longo de 2005; aproximadamente R\$ 456,8 milhões devidos ao longo de 2006; aproximadamente R\$ 1.088,1 milhões devidos ao longo de 2007; e aproximadamente R\$ 2.292,6 milhões devidos ao longo de 2008 ou subseqüentemente. A Companhia acredita que poder atender ao cronograma de vencimentos através de uma combinação de recursos gerados pelas operações, produto líquido de novas emissões de títulos de dívida nos mercados de capitais brasileiro e internacional e recursos adicionais captados junto a credores nacionais e estrangeiros. As captações de recursos existentes não são afetadas pela sazonalidade.

Atualmente a Companhia está cumprindo todos os compromissos contidos nos contratos que evidenciam ou regem suas dívidas em aberto.

Os desembolsos em razão de aquisições de ativo imobilizado e equipamentos totalizaram aproximadamente R\$ 606,2 milhões em 2001, contra aproximadamente R\$ 1.037,0 milhões em 2000 e aproximadamente R\$ 521,8 milhões em 1998. O grande volume investido em 2000 reflete os esforços da Companhia para aumentar a disponibilidade de energia, quando alcançou a meta de cinco novas turbinas colocadas em operação em Porto Primavera, aumentando a capacidade em 504 MW. Os valores relativos a 2001 representam os esforços para a antecipação da entrada em operação de três novas unidades geradoras em Porto Primavera e da repotenciação de toda a usina, de modo a atenuar os efeitos do racionamento. Esses esforços, em conjunto, acrescentaram 404 MW em na capacidade total instalada da CESP. O programa de dispêndio de capital exigirá dispêndios totais de por parte da Companhia de aproximadamente R\$ 600,0 milhões no período entre 2002 e 2004, sendo que aproximadamente R\$ 314,0 milhões deverão ser despendidos em 2002. Do total dos investimentos previstos, R\$ 557,0 milhões serão usados para o término das unidades geradoras n.º 13 e 14 da Usina Porto Primavera.

Em 31 de março de 2002, a Companhia apresentava obrigações com partes relacionadas no montante de R\$ 778,1 milhões, dos quais R\$ 113,4 milhões eram devidos no curto prazo e R\$ 664,7 milhões no longo prazo. Desse total, (i) R\$ 640,9 milhões eram dívidas da Companhia junto ao Plano de Pensão administrado pela Fundação CESP, constituído de saldo remanescente pós-cisão de contrato para a cobertura de déficit técnico atuarial existente até 31 de outubro de 1997 no montante de R\$ 457,6 milhões, que vem sendo amortizado em 240 parcelas mensais desde dezembro de 1997 e atualizado pela variação do IGP-DI acrescido de juros de 6% ao ano, e (ii) R\$ 154,9 milhões referentes a saldo de contrato firmado em dezembro de 1997 para amortização em 96 parcelas mensais a partir daquele mês, corrigidas pelo custo atuarial ou TR e juros de 8% ao ano, prevalecendo o maior dos índices. O restante das obrigações com partes relacionadas provinha de valores no montante de R\$ 136,5 milhões referentes a contratos de refinanciamento do saldo de aquisição de energia da Eletrobrás, pagável em 168 parcelas mensais desde junho de 1999, sendo atualizado pela variação do IGP-M, acrescido de juros de 10% ao ano.

Em abril de 2000, a CESP aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal - REFIS, tendo declarado todos os seus débitos de tributos e contribuições sociais à SRF e ao INSS em 30 de junho daquele ano. As condições mais vantajosas para a amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador de SELIC para TJLP foram fatores determinantes para a adesão. Em 31 de março de 2002, o saldo a pagar era de R\$ 275,5 milhões, dos quais R\$ 255,9 referiam-se a parcelas de longo prazo.

O quadro abaixo resume as obrigações contratuais significativas da CESP em 31 de março de 2002 e as obrigações que podem impactar na liquidez de seu capital:

	<u>Curto Prazo</u>	<u>Longo Prazo</u>	<u>Total</u>
	(em milhões de reais)		
Obrigações Contratuais (pagamentos devidos por período)			
Dívidas de longo prazo, incluindo as parcelas devidas na data deste prospecto (1)	1.073,5	6.937,3	8.010,8
Obrigações junto à Fundação CESP (2)	101,2	540,5	641,7
REFIS (3)	19,6	255,9	275,5
Obrigações junto à Eletrobrás (4)	12,2	124,2	136,5
Total das obrigações contratuais	1.206,5	7.857,9	9.063,3

(1) A Dívida de longo prazo está detalhadamente descrita na nota 10 das demonstrações financeiras auditadas de 31 de março de 2002 apresentadas neste prospecto.

(2) As Obrigações junto à Fundação CESP estão detalhadamente descritas nas notas 11 e 13 das demonstrações financeiras auditadas de 31 de março de 2002 apresentadas neste prospecto.

(3) O Programa de Recuperação de Impostos – REFIS está detalhadamente descrito na nota 9 das demonstrações financeiras auditadas de 31 de março de 2002 apresentadas neste prospecto.

(4) As Obrigações junto à Eletrobrás estão detalhadamente descritas na nota 11 das demonstrações financeiras auditadas de 31 de março de 2002 apresentadas neste prospecto.

A Companhia não mantinha transações com instrumentos financeiros derivativos à data de suas demonstrações contábeis.

Riscos de Mercado

A Companhia está exposta a vários riscos de mercado, especialmente, risco cambial e risco de taxas de juros. Está exposta a risco cambial porque parcela significativa de suas despesas financeiras, líquidas, é constituída em moedas estrangeiras, ao passo que a Companhia gera todas as suas receitas operacionais líquidas em reais. De modo similar, a Companhia está sujeita a risco de taxas de juros em razão de variações de taxas de juros que podem afetar suas despesas financeiras líquidas.

A Companhia não utiliza instrumentos derivativos, tais como contratos de câmbio a termo, opções cambiais, *swaps* de juros, nem contratos de taxa a termo, para gerenciar esses riscos de mercado. A CESP não detém nem emitiu instrumentos derivativos nem instrumentos financeiros de outra natureza para fins de negociação.

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2000 e 2001, aproximadamente R\$ 5.969,3 milhões, ou 81,6%, e R\$ 6.527,2 milhões, ou 81,9%, respectivamente, das dívidas da Companhia encontravam-se em moedas estrangeiras. Em decorrência disso,

a CESP está exposta a riscos cambiais que podem prejudicar sua condição financeira e resultados operacionais, bem como sua capacidade de honrar obrigações de serviço da dívida.

A Companhia estima que a sua perda potencial, em razão de dívida em moeda estrangeira, que teria sido acarretada em 31 de dezembro de 2000 e de 2001 por força de uma variação hipotética, instantânea e desfavorável de 1% da respectiva taxa de câmbio frente ao real teria sido de, aproximadamente, R\$ 59,7 milhões e R\$ 65,3 milhões, respectivamente. Observadas essas estimativas, uma variação hipotética instantânea e desfavorável de 10% nessas taxas de câmbio teria acarretado prejuízos de aproximadamente R\$ 597,0 milhões e R\$ 652,7 milhões em 31 de dezembro de 2000 e em 31 de dezembro de 2001, respectivamente. Essas estimativas não levam em conta o fato de que as variações de taxas de câmbio correspondem a variações diversas da desvalorização do real frente ao dólar norte-americano.

A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e às demais moedas nas quais a CESP mantinha contratos de empréstimos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2000 e de 2001, foi como segue:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001
Desvalorização do real frente:		
Dólar norte-americano	18,67%	9,30%
Euro	12,05%	1,93%
Franco Francês	12,05%	1,93%
Marco Alemão	12,05%	1,93%
Franco Suíço	14,88%	7,66%

Atualmente a Companhia não celebra instrumentos financeiros para mitigar os efeitos das variações cambiais.

Em 31 de dezembro de 2000 e de 2001, assim como em 31 de março de 2002, a Companhia não tinha nenhum contrato derivativo em vigor que limitasse a exposição a variações de moedas estrangeiras.

Em 31 de dezembro de 2000 e de 2001, assim como em 31 de março de 2002, a Companhia não tinha nenhum endividamento de curto prazo, além da parcela corrente da dívida de longo prazo.

Risco de Taxa de Juros Juros e Inflação

Em 31 de dezembro de 2000 e 2001, aproximadamente R\$ 870,3 milhões, ou 64,3%, e R\$ 1.247,2 milhões, ou 72,9%, respectivamente, dos saldos credores das dívidas em reais da CESP encontravam-se sujeitos a taxas de juros com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário – CDI ou à taxa da ANBID. Ademais, em 31 de dezembro de 2000 e 2001, respectivamente, R\$ 303,4 milhões, ou 22,5%, e R\$ 302,1 milhões, ou 17,6%, respectivamente, da dívida total da CESP em reais, estavam sujeitos à taxa IGP-M. Finalmente, em 31 de

dezembro de 2000 e 2001, aproximadamente R\$ 169,3 milhões, ou 12,6%, e R\$ 159,1 milhões, ou 9,3%, respectivamente, da dívida total da CESP em reais estavam sujeitos a taxas de juros variáveis com base na Taxa Referencial – TR.

Risco de Crédito

O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pela Companhia como baixo, tendo em vista o concentrado número de seus clientes, o fato de todos se tratarem de empresas de estrutura financeira sólida e serem concessionárias para prestação de serviços públicos de distribuição de energia.

Risco Hidrológico

Quatro das principais usinas hidrelétricas da CESP, que representam 99% da energia assegurada para venda, concentram-se na área de influência da bacia do Rio Paraná, região noroeste do Estado de São Paulo. Ilha Solteira e Três Irmãos operam com reservatórios de acumulação, enquanto os reservatórios de Jupia e Porto Primavera operam a fio d'água. A localização geográfica é considerada excelente, pois o Rio Paraná é formado pela confluência de dois grandes rios, o Paranaíba, que desce da região centro-oeste do país, e Grande, na divisa com o Estado de Minas Gerais. Além deles, o Rio Tietê é afluente do Rio Paraná, a montante (rio acima) da Usina de Jupia.

A Companhia construiu um canal - Canal de Pereira Barreto - de cerca de 9,6 km de comprimento, interligando os reservatórios das usinas de Três Irmãos e Ilha Solteira, o que permite sua operação integrada. Outro fator positivo é que suas usinas se situam a jusante (rio abaixo), em seqüência a inúmeros outros aproveitamentos energéticos existentes a montante, de modo que se beneficia de estar praticamente no fim da cascata, tendo a usina de Itaipu a jusante de suas usinas.

A região é tropical, de elevados índices de precipitação pluviométrica. Riscos de escassez de água por condições pluviométricas são cíclicos, de ocorrência eventual. Situações de seca, como as enfrentadas de 1997 a 2001, só encontram paralelo no quinquênio 1952-1956. Em situações críticas como essa, o Poder Concedente atuará objetivando o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes do MAE. Situações hidrológicas desfavoráveis, usualmente de curta duração, são cobertas pelo MRE. O MRE é um instrumento financeiro de compartilhamento de risco hidrológico que o Setor Elétrico Brasileiro dispõe e que permite ao ONS buscar a otimização dos recursos hidrelétricos através do despacho por usina, de modo que insuficiências temporárias de cada agente gerador do sistema, são cobertas por geração adicional de outros geradores, a uma Tarifa de Otimização - TEO de R\$ 4,00/MWh.

Dezembro de 2000. Pronunciamento Contábil Emitido nos termos da Lei das Sociedades por Ações

Em dezembro de 2000, o IBRACON emitiu pronunciamento técnico referente à contabilização de plano previdenciário e demais benefícios pós-emprego concedidos a empregados, que estabelece prazo, método e exigências de divulgação para reconhecimento de custos associados aos benefícios concedidos a empregados e não empregados. O pronunciamento foi também aprovado pela Comissão de Valores Mobiliários, entrando em vigor em 2002, e exige que a CESP divulgue o impacto nas suas demonstrações financeiras de 2001. Esse pronunciamento exige amplo reconhecimento das despesas e obrigações com pensões em bases atuariais, em lugar de, como é exigido atualmente, com base nas contribuições apuradas para o exercício em questão.

A Companhia adotava por prática contábil, até 31 de dezembro de 2000, contabilizar em suas demonstrações contábeis os seus compromissos relacionados aos déficits atuariais verificados nos planos de aposentadoria e pensão de seus empregados. Com o advento da Deliberação CVM n.º 371, de 13 de dezembro de 2000, optou por registrar o ajuste dos passivos referentes a esses planos diretamente no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001, cujo efeito foi um crédito no valor de R\$ 17.051. Na avaliação atuarial dos planos foi adotado o método do crédito unitário projetado, estando os ativos dos planos posicionados em 31 de dezembro de 2001, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON n.º 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/n.º 01/2002.

Ademais, a Emenda Constitucional n.º 20, de 15 de dezembro de 1998, e subseqüentes regulamentações, estabeleceram que as contribuições feitas por companhias estatais para fundos de pensão não podem exceder as quantias recebidas pelos fundos de pensão por seus beneficiários a título de contribuição, exceto nos casos em que essa contribuição seja realizada por uma companhia estatal no sentido de estimular o beneficiário a mudar de um plano de benefício definido para um plano de contribuição definida. Neste caso, a companhia estatal poderá assumir o déficit existente no lugar do beneficiário. Tendo em vista que não há precedentes jurisprudenciais e interpretações sobre esta regulamentação, nenhuma alteração foi realizada com relação às obrigações estimadas de pensão da Companhia até a data deste Prospecto.

O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL



O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Histórico e Regulamentação

De acordo com a Constituição Federal do Brasil, compete ao Governo Federal explorar, diretamente ou mediante concessão, autorização ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos das águas, bem como legislar sobre a referida matéria.

Com o intuito de reordenar a posição do Governo Federal na economia, em 1990, foi instituído o Programa Nacional de Desestatização, por meio do qual certas empresas controladas direta ou indiretamente pela União, incluindo aquelas do setor de energia, seriam transferidas à iniciativa privada.

Em 4 de março de 1993, foi editada a Lei n.º 8.631, que dispôs sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extinguiu o regime de remuneração garantida na prestação dos serviços de energia elétrica, a Conta de Resultados a Compensar (“CRC”) e a Reserva Nacional de Compensação da Remuneração (“RENCOR”).

Em 15 de agosto de 1995, foi introduzida a Emenda Constitucional n.º 6, que permitiu ao Governo Federal outorgar autorização ou concessão para a exploração dos potenciais de energia hidráulica a empresas brasileiras ou empresas constituídas sob as leis brasileiras, possuindo sede e administração no Brasil.

Ainda em 1995, foram promulgadas duas leis federais, iniciando uma reforma no sistema de normas que regulamentava o setor de energia elétrica no Brasil: (i) a Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei de Concessões”), que dispõe sobre o regime de concessão e permissão para a prestação dos serviços públicos, e (ii) a Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995 (“Lei do Setor Elétrico”).

A Lei do Setor Elétrico introduziu o conceito do Produtor Independente de Energia (“PIE”), pessoa jurídica ou consórcio de empresas que recebe a concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio, de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Os PIEs têm direito de acesso, a um determinado custo, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Também foi introduzido o conceito de consumidores livres, que são os consumidores que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com PIE ou com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado. Os Consumidores Livres são aqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69kV, com carga superior a 3 MW. A partir de 2003, segundo a mesma lei, o Poder Concedente poderá diminuir tais limites de carga e tensão.

A indústria de energia elétrica no Brasil segue as políticas e diretrizes do Governo Federal, especificamente do MME, sendo que até há alguns anos o DNAEE exercia a função de regulação e fiscalização do setor de energia elétrica. O DNAEE tinha o poder de outorgar concessões, permissões e autorizações para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e desempenhou um papel importante no tocante à definição das tarifas de energia.

Atualmente, o órgão responsável pela regulação e fiscalização do setor de energia elétrica no Brasil é a ANEEL, autarquia sob regime especial vinculada ao MME, a qual foi criada em 26 de dezembro de 1996 e estabelecida em outubro de 1997. A ANEEL é responsável por: (i) outorgar concessões, permissões ou autorizações, mediante licitação pública, para a exploração de serviços e instalações de energia elétrica e para o aproveitamento de potencial hidrelétrico; (ii) supervisionar e fiscalizar as atividades das concessionárias de energia elétrica; (iii) rever e homologar os pedidos de ajuste nas tarifas de energia elétrica; e (iv) incentivar a competitividade no setor, dentre outros.

Em 1998, foi instituído o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”), pessoa jurídica de direito privado, com a finalidade de coordenar e controlar a operação de geração e transmissão de energia elétrica nos Sistema Interligado, estando sujeito à fiscalização da ANEEL. Suas atribuições incluem, dentre outras: (i) planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração de energia elétrica para otimizar o uso dos sistemas eletroenergéticos interligados; (ii) supervisão e coordenação de centros de operação de sistemas elétricos; (iii) supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais; (iv) contratação e administração de serviços de transmissão; (v) recomendação à ANEEL de ampliação das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes a serem licitados ou autorizados; e (vi) definição de regras para a operação das instalações de transmissão básica do Sistema Interligado, sujeitos à aprovação da ANEEL.

Também em 1998 foi instituído o MAE, mediante a assinatura do Acordo de Mercado firmado pelos agentes do setor de energia elétrica, conforme regras definidas pela ANEEL, o qual foi homologado pela ANEEL, em janeiro de 1999. O Acordo de Mercado consistia basicamente em um contrato multilateral de adesão, subscrito por agentes de geração, comercialização, importação, exportação e Consumidores Livres de energia elétrica.

Tendo em vista a crise no fornecimento de energia elétrica porque passou o país durante o ano de 2001, foi instituída a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (“GCE”), a qual iniciou no ano de 2002, a implementação de medidas com vistas a reestruturar o setor elétrico brasileiro, buscando aperfeiçoar o modelo energético existente, com a observância de três princípios básicos: competição na geração e comercialização de energia elétrica; expansão do setor através de investimentos privados e qualidade na prestação dos serviços.

Nesse contexto, foi editada a Lei n.º 10.433 de 24 de abril de 2002, a qual dispõe que o MAE, então, deixa de ser um mercado estritamente auto-regulado pelos agentes do setor elétrico, passando a ser uma pessoa jurídica de direito privado e submetido à autorização, regulamentação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica.

Em fevereiro de 2002, por meio da Resolução ANEEL n.º 73, a ANEEL estabeleceu as normas para a transição no Mercado Atacadista de Energia Elétrica de um mercado auto-regulado para um mercado regulado até a aprovação da Convenção do MAE, o que aconteceu por meio da Resolução ANEEL n.º 102, de 01 de março de 2002, tendo a Convenção do MAE substituído o Acordo de Mercado que até então regulava as relações dos agentes no MAE.

A Convenção do MAE tem regras mais transparentes, sobretudo no tocante a garantias a serem oferecidas pelos participantes, solução de controvérsias, alocação de custos e normas de negociação. O MAE é administrado pela Superintendência do MAE, que substituiu a ASMAE em março de 2002.

Prestação de Serviços Públicos

As empresas concessionárias de serviços públicos têm em seu ativo bens denominados reversíveis. Tais bens são aqueles vinculados à prestação do serviço público sob concessão, e são essenciais à atividade realizada. Quando extinta a concessão, por qualquer motivo, esses bens devem retornar ao Poder Concedente.

Os bens caracterizados como reversíveis não podem ser onerados sob qualquer forma ou ainda ser substituídos, sem aprovação prévia da ANEEL.

A Indústria Brasileira de Energia Elétrica

Em 2001, o Brasil tinha uma capacidade instalada de aproximadamente 73 GW, da qual quase 90% era de origem hidráulica. Cerca de 60% da capacidade de geração está sob o controle estatal, ao contrário da distribuição, que conta com cerca de 80% de participação privada. O serviço público de transmissão de energia elétrica existente estão sob controle estatal, sendo que apenas as concessões para a instalação de novas linhas de transmissão e subestações estão sendo outorgadas à iniciativa privada, por meio de leilões promovidos pela ANEEL. Aproximadamente 60% da energia elétrica gerada no Brasil e 64% das linhas de transmissão de alta tensão são operadas por subsidiárias da Eletrobrás, empresa controlada pela União.

Atualmente, a Eletrobrás possui 3 subsidiárias regionais, responsáveis pela geração e transmissão de energia elétrica no Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil, sendo elas: (i) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE; (ii) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF; e (iii) Furnas. Além dessas empresas, a Eletrobrás tem como subsidiárias a Eletrosul (cujos ativos de geração que detinha atualmente fazem parte da Tractebel) responsável apenas pela transmissão de energia elétrica além da Eletronuclear. As linhas de transmissão de alta tensão remanescentes são de propriedade de companhias estaduais.

A distribuição de energia elétrica é conduzida por aproximadamente 60 empresas, sendo a maioria delas empresas privadas ou em vias de privatização.

Limites para Participação dos Agentes Econômicos nas Atividades do Setor de Energia Elétrica

Em março de 1998, a ANEEL estabeleceu os limites de participação dos agentes econômicos nas atividades desenvolvidas no setor de energia elétrica no país. Essas regras foram alteradas em julho de 2000, tendo em vista o ingresso de novos agentes econômicos no setor, sendo que existem três critérios regionais para fixação de limites de participação, quais sejam:

Os limites de participação de um agente econômico na capacidade instalada no setor elétrico não poderão exceder: (i) 25% no âmbito do sistema elétrico das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste; (ii) 35% no âmbito do sistema elétrico das regiões Norte e Nordeste; e (iii) 20% no âmbito do sistema elétrico nacional. As participações acima mencionadas poderão ser superiores aos limites citados quando corresponderem à potência instalada em uma única usina de geração de energia elétrica.

Os agentes econômicos que não se enquadrem nos limites acima estabelecidos não poderão adquirir novas participações ou ativos de empresas do setor de energia que venham a ampliar seus percentuais de participação na capacidade instalada, energia distribuída, comercialização final e comercialização intermediária.

No âmbito do Sistema Interligado, uma empresa concessionária ou permissionária de distribuição somente poderá adquirir energia elétrica de empresas a ela vinculadas ou destinar energia por ela mesma produzida para atendimento de seus consumidores cativos até o limite de 30% da energia comercializada com esses consumidores.

O acima disposto não se aplica aos montantes de energia associados aos Contratos Iniciais, bem como à energia proveniente de pequenas centrais hidrelétricas, de fontes alternativas de geração e de centrais cogeneradoras qualificadas assim pela ANEEL. Até 2012, o montante de energia elétrica produzido em usinas termelétricas que iniciem sua operação em 2001 ou 2002 não será considerado no limite de auto-suprimento das empresas de distribuição. Até 2012, o montante de energia elétrica produzido por usinas hidrelétricas cujo início de operação, conforme atos específicos de outorga da ANEEL, ocorra após 31 de dezembro de 2002 e seja antecipado para 2001 ou 2002 não será considerado no limite de auto-suprimento das empresas de distribuição.

Comercialização de Energia Elétrica

Visando desenvolver a competição em relação à comercialização de energia e a participação da iniciativa privada no setor elétrico, foi introduzido o conceito de Agente Comercializador de energia elétrica para o exercício da atividade de comercialização no mercado de livre negociação. A comercialização de energia elétrica no âmbito do mercado de livre negociação poderá ser exercida por: (i) concessionárias de geração desejando vender energia diretamente a seus consumidores finais; (ii) concessionárias de distribuição e de comercialização atuando fora de suas áreas de concessão; (iii) agentes de comercialização independentes; (iv) detentores de autorização para importar e exportar energia elétrica; e (v) produtores independentes de energia.

Durante um período de transição (1998-2005), que permitirá a introdução gradual da competição no setor, a aquisição e venda de energia está sendo realizada por meio dos Contratos Iniciais, que substituíram o sistema de contratos de suprimento. O propósito dos Contratos Iniciais é proteger as partes contra a exposição ao risco de preços potencialmente voláteis no MAE. De acordo com resolução da ANEEL, 85% da energia que supre o mercado cativo das distribuidoras deve estar contratado por meio de contratos bilaterais de longo prazo (superiores a 2 anos).

Os Contratos Iniciais foram celebrados com montantes de energia e demanda de potência determinados por resolução da ANEEL. A tarifas de energia elétrica relativas aos Contratos Iniciais para suprimento e fornecimento de energia, também serão regulamentados pela ANEEL.

Os montantes de energia e de demanda de potência para 1999, 2000, 2001 e 2002, referentes aos Contratos Iniciais das empresas localizadas nas regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil foram homologados pela ANEEL em dezembro de 1998.

No período de 2003 a 2005, os montantes de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais deverão ser reduzidos a uma taxa de 25% do montante referente ao ano de 2002. As empresas estariam, portanto, livres para negociar novos contratos de fornecimento de energia elétrica a preços de mercado para substituir os montantes não contratados.

O GCE, então, para assegurar a competição equilibrada entre geradores públicos e privados e criar um mecanismo para atenuar o impacto da liberação dos Contratos Iniciais nas tarifas ao consumidor, decidiu regulamentar a forma em que se dará essa comercialização da energia liberada.

Em 29 de abril de 2002, publicou-se a Lei 10.438, a qual alterou e introduziu uma série de disposições relativas ao setor elétrico. Segundo mencionada Lei, no mínimo 50% da energia elétrica comercializada pelas concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal, inclusive o montante de energia elétrica reduzido dos Contratos Iniciais, deverá ser negociada por meio de leilões públicos, os quais serão regulados pela ANEEL.

Também restou estabelecido que a redução dos Contratos Iniciais não confere às concessionárias geradoras qualquer garantia tarifária em relação ao montante de energia elétrica liberada, sendo que os riscos hidrológicos ou de não cumprimento do contrato serão assumidos pela concessionária geradora vendedora da energia elétrica. Tais disposições não se aplicam à energia elétrica oriunda de Itaipu e à oriunda da Eletronuclear.

A energia elétrica das concessionárias de geração de serviço público sob controle societário dos Estados será comercializada de forma a assegurar publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Os Contratos Iniciais ou equivalentes, assim reconhecidos em resolução da ANEEL, segundo disposição da Lei 10.438/02, deverão conter fórmula compulsória de solução de controvérsias, para que a ANEEL instaure ex officio, caso as partes não o façam em prazo determinado, os mecanismos de solução de controvérsias existentes, sem prejuízo da atuação da ANEEL na arbitragem de controvérsias.

Convenção do MAE

A Resolução da ANEEL n.º 102/02 instituiu a Convenção do MAE, estabelecendo que os órgãos e suas principais atribuições são:

1. **Assembléia Geral** - é o órgão deliberativo superior do MAE. Para efeito de determinação de votos na Assembléia Geral serão consideradas duas categorias de agentes participantes do MAE (i) os agentes de produção e (ii) os agentes de consumo. Dentre as atribuições da Assembléia Geral do MAE estão: (i) eleger/destituir os conselheiros do Conselho de Administração do MAE, exceto os indicados pelo MME e pela ANEEL; (ii) deliberar sobre o orçamento do MAE; (iii) decidir sobre a remuneração dos conselheiros do Conselho de Administração; e (iv) aprovar o relatório anual do Auditor do Processo de Contabilização e Liquidação e as administrações econômico-financeiras anuais do MAE;
2. **Conselho de Administração** - O Conselho de Administração do Mercado Atacadista de Energia Elétrica é um órgão colegiado constituído por 5 executivos eleitos pela Assembléia Geral, admitida a reeleição, sendo um conselheiro indicado pelo MME. Dentre as funções do Conselho de Administração do MAE estão: (i) assegurar o cumprimento das Regras e Procedimentos do Mercado; (ii) aprovar a adesão e o desligamento de membros do MAE, encaminhando as providências administrativas cabíveis; (iii) submeter à aprovação da ANEEL, propostas de Regras e Procedimentos do Mercado que sejam originadas no MAE; (iv) apreciar e submeter à aprovação da ANEEL os termos das Garantias Financeiras para o fiel cumprimento das obrigações financeiras associadas às transações realizadas no âmbito do MAE; (v) eleger/destituir o Superintendente do MAE, organizar as Assembléias Gerais, aprovar o calendário anual e solicitar a convocação de Assembléia Geral Extraordinária do MAE; (vi) decidir, em primeira instância, os Conflitos relativos à Convenção do Mercado e às Regras/Procedimentos do Mercado; (vii) submeter à Assembléia Geral Ordinária os relatórios do auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação, bem como as demonstrações econômico-financeiras anuais devidamente auditadas; e (viii) elaborar o cronograma de Contabilização e Liquidação das transações efetuadas no MAE, contabilizando-o com os prazos de encerramento dos ciclos contábeis dos agentes, de forma a garantir a inclusão das transações no respectivo mês de sua ocorrência;
3. **Superintendência** - (i) registrar os contratos e contabilizar todas as transações; (ii) promover a liquidação financeira das transações no mercado de curto prazo; (iii) implantar as Regras e Procedimentos de Mercado; e (iv) divulgar mensalmente as informações sobre as operações realizadas no MAE.

A compra e venda de energia elétrica no MAE será feita exclusivamente entre agentes participantes do MAE. Os agentes da categoria produção alocarão toda sua energia elétrica ao MAE e os agentes da categoria consumo atenderão a todas as necessidades de energia elétrica de seus consumidores no âmbito do MAE.

O encargo dos serviços do sistema, através do qual são recuperados os custos compartilhados entre os agentes, incide sobre todo o mercado consumidor, contratado ou não.

Os contratos, no âmbito do MAE, não implicam entrega física de energia por parte do agente de geração que firmou o contrato, podendo a energia ser entregue por outro agente de geração em função da operação otimizada do sistema.

Um percentual mínimo, a ser estabelecido pela ANEEL, do montante de energia comercializado pelos agentes participantes do MAE com consumidores finais deverá estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou pela geração efetiva de pequenas usinas próprias, não simuláveis, ou por contratos de compra e venda de energia, cujo prazo mínimo será também estabelecido pela ANEEL. Os agentes ficarão sujeitos a penalidade, em caso da não observância do acima disposto.

Os agentes de comercialização poderão adquirir energia de geradores não participantes do MAE, desde que registrem tais contratos de compra e venda, para fins de verificação do percentual mínimo, conforme descrito acima.

O preço do mercado de curto prazo será calculado por Submercados de Energia, utilizando regras e procedimentos aprovados pela ANEEL.

Todo agente que opera no MAE deve oferecer garantias financeiras para que possa saldar seus compromissos financeiros. Até a definição de novas sistemáticas de garantias financeiras e penalidades, os agentes do mercado observarão as disposições na Resolução ANEEL n.º 161, de 20 de abril de 2001.

Devem participar do MAE:

- (i) titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração de possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- (ii) titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividade de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano;
- (iii) titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montante igual ou superior a 50 MW.

É facultativa a participação no MAE aos titulares de autorização para autoprodução e cogeração com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo e não sejam despachadas centralizadamente pelo ONS, por não terem influência significativa no processo de otimização energética dos sistemas elétricos interligados.

Será também facultativa a participação no MAE aos demais titulares de concessão ou autorização para exploração de serviço de geração; demais titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica; demais titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica; e consumidores livres.

Outros interessados em participar do MAE e que não se enquadrem nas definições acima, poderão participar desde que aprovados pelo Conselho de Administração do MAE.

O Estatuto Social do MAE, dispõe sobre a forma de desenvolvimento e de interação entre o Conselho de Administração e os agentes, para a elaboração de propostas de Regras e Procedimentos de Mercado e seus documentos complementares.

As mudanças definidas por meio da Convenção de Mercado não eliminam os direitos e obrigações resultantes das transações de compra e venda de energia elétrica, realizadas sob o amparo do Acordo de Mercado, da Resolução 290/00, bem como das deliberações do COMAE, estejam elas já contabilizadas e liquidadas ou não.

Continuam em vigor as seguintes Regras de Mercado e disposições específicas:

- (i) formação de preços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica;
- (ii) estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia Elétrica;
- (iii) estabelecimento dos Submercados de Energia Elétrica;
- (iv) regulamentos para usinas termelétricas;
- (v) encargos de Serviços do Sistema;
- (vi) transação internacionais;
- (vii) aplicação de penalidades; e
- (viii) padrões de medição.

Tarifas de Geração

A ANEEL é responsável pela homologação dos montantes de energia e demanda de potência a serem contratados e também por regular as tarifas correspondentes de cada Contrato Inicial de compra e venda de energia elétrica.

Tarifas de Transmissão

A ANEEL é responsável pelo estabelecimento e regulamentação tarifária, dispondo sobre os termos gerais de acesso e uso dos sistemas de transmissão. O valor das tarifas é revisado anualmente pela ANEEL, em função das receitas reconhecidas para os ativos da Rede Básica, que interliga os centros de geração e distribuição energética do País, da composição do mercado dos Contratos Iniciais e da receita que vier a ser obtida pelo pagamento de encargos de uso da transmissão pela parcela do mercado livre.

Para fins de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, considerar-se-á integrante da rede básica, as instalações de transporte de gás natural necessárias ao suprimento de centrais termelétricas nos Estados onde, até o final de 2002, não exista fornecimento de gás natural canalizado, até o limite do investimento em subestações e linhas de transmissão equivalentes que seria necessário construir para transportar, do campo de produção de gás ou da fronteira internacional até a localização da central, a mesma energia que ela é capaz de produzir no centro de carga, na forma da regulamentação da ANEEL.

Foi estabelecido, por meio da Resolução ANEEL n.º 244/2001, o valor mensal de R\$ 3.612,19/MW para a tarifa de uso das instalações de transmissão da Rede Básica, a partir de 1º de julho de 2001, vinculada aos Contratos Iniciais, a ser aplicada aos contratos de uso dos sistemas de transmissão celebrados com as concessionárias distribuidoras do serviço público de energia elétrica.

Foi determinado, também, o valor de R\$ 1.955,38/MW para a tarifa de transporte de energia proveniente da Itaipu, aplicado às concessionárias de distribuição contratantes daquela energia, a partir de 1º de julho de 2001.

Outros Encargos

As companhias prestadoras de serviços públicos de eletricidade são indenizadas pelas propriedades e instalações existentes ao final da concessão (bens reversíveis), caso a mesma seja extinta ou não seja renovada.

Em 1971, por meio da Lei n.º 5.655, foi criado o Fundo de Reserva Global de Reversão (“Fundo RGR”), um fundo destinado a prover os recursos necessários para as indenizações acima mencionadas, calculado sobre investimento *pro rata temporis* aplicando uma alíquota anual de 3%.

De acordo com a Lei n.º 8.631/93, regulamentada pelo Decreto Federal n.º 774/93, a quota anual de reversão a ser fixada pelo Poder Concedente corresponde ao produto de até 3% incidente sobre o investimento da concessionária, composto pelos saldos *pro rata* do ativo imobilizado em serviço (desconsiderando o ativo intangível), deduzidas: (i) a depreciação acumulada; (ii) as doações e subvenções para investimentos e obrigações especiais; (iii) a reversão; (iv) a amortização; (v) a contribuição do consumidor; e (vi) a participação da União, sendo todos estes valores relativos ao respectivo período contábil em questão.

Em fevereiro de 1999, por meio da Resolução n.º 23, a ANEEL revisou as taxas de contribuições ao Fundo RGR e determinou que as companhias prestadoras de serviços públicos de energia elétrica contribuíssem, mensalmente, para tal Fundo RGR a uma quota anual de reversão equivalente a 2,5% dos saldos anuais *pro rata temporis* observado o limite de 3% das receitas de cada concessionária.

Caso uma concessão seja extinta ou não renovada, a companhia elétrica tem o direito de receber um pagamento proveniente do Fundo RGR, equivalente ao valor de seus ativos reversíveis registrado em seu balanço. Nos últimos anos nenhuma concessão foi revogada ou não renovada e o Fundo RGR tem sido utilizado, principalmente, para financiar os projetos de expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica e para reativação do programa de conservação de energia elétrica, mediante projetos específicos e também para o financiamento de programas de eletrificação rural.

De acordo com a Lei n.º 9.648/98, com redação dada pela Lei 10.438/02, a quota anual da Reserva Global de Reversão será extinta até o final do exercício de 2010, devendo a ANEEL proceder à revisão tarifária, de modo que os consumidores sejam beneficiados pela extinção do encargo.

A Lei 10.438/02 também dispõe sobre a destinação dos recursos da RGR, dentre estas: (i) expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda e para o programa de combate ao desperdício de energia elétrica; (ii) para instalações de produção de energia elétrica de fontes eólicas, solar, biomassa, e pequenas centrais hidrelétricas; (iii) para estudos de inventários e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos; (iv) para implantação de centrais geradoras de potenciais até 5.000 kW, pertencentes ao sistema elétrico isolado; e (v) para o desenvolvimento e implantação de programas destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente de energia elétrica.

O Governo Federal impôs uma taxa aos PIE, que é similar à taxa cobrada das companhias elétricas estatais em relação à quota anual de RGR. Como resultado desta medida, os PIE são obrigados a pagar pelo uso do bem público (“UBP”), pelo prazo de 5 anos contados da data de assinatura do respectivo contrato de concessão, no valor correspondente a até 2,5% da receita anual que auferir.

A Eletrobrás receberá os pagamentos relativos ao UBP até 31 de dezembro de 2002. Após esta data, todos os pagamentos relativos ao UBP serão efetuados diretamente ao Governo Federal.

As empresas de distribuição, juntamente concessionárias e autorizadas que atendam consumidores finais e cujos sistemas elétricos estejam conectados ao Sistema Interligado, com os produtores independentes de energia elétrica e os outros produtores, participam do rateio do custo de consumo de combustível, por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (“CCC”). A CCC foi criada em 1973, com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os custos dos combustíveis fósseis utilizados pelas usinas de geração térmica, na eventualidade de uma escassez de água nos reservatórios das hidrelétricas, uma vez que o custo de operação das usinas produtoras de energia térmica é maior do que aquele das usinas hidrelétricas.

Cada participante do rateio contribui anualmente para a CCC. As contribuições anuais são calculadas com base nas estimativas do combustível necessário para as usinas termelétricas no ano seguinte. A Eletrobrás administra a CCC e reembolsa às concessionárias dos custos com o combustível utilizado em usinas termelétricas.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal determinou a eliminação gradual da CCC para as usinas termelétricas do Sistema Interligado, permanecendo a CCC, porém, para as usinas termelétricas do sistema isolado por um prazo de 20 anos contados da publicação da Lei 10.438/02. Esses subsídios da CCC serão reduzidos até sua extinção, durante um período de 3 anos contados a partir de 2002, para as usinas que já estavam em funcionamento em fevereiro de 1998. As usinas termelétricas do Sistema Interligado que iniciaram suas operações após esta data não têm o direito a receber os subsídios referentes à CCC.

Segundo o Decreto n.º 2.655/98 com as alterações introduzidas pelo Decreto n.º 3.653, de 7 de novembro de 2000, as regras do MAE estabelecem o Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), do qual participarão as usinas hidrelétricas com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos. O MRE abrangerá a parcela de cada empresa, na proporção da respectiva quota parte, da energia gerada pela Itaipu e destinada ao sistema brasileiro. O MRE assegurará que, sob condições normais de operação, os geradores receberem a receita associada às suas capacidades, alocando das que têm superávit para as que têm déficit, na tarifa de R\$ 4,00MW/h..

Além desses encargos, a Lei 9.648/98 estabeleceu o montante relativo à compensação pela utilização de recursos hídricos, em 6% sobre o valor da energia elétrica produzida por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico, devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localize o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório e a órgãos da Administração Direta da União. A Lei n.º 9.984, de 17 de julho de 2000, criou a Agência Nacional de Águas - ANA e alterou o percentual relativo à compensação pela utilização de recursos hídricos para 6,75% sobre o valor da energia elétrica produzida.

A Lei 10.438/02 também criou a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), visando 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, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Os recursos da CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final, devendo tais quotas serem reajustadas anualmente, a partir do ano de 2002, na proporção do crescimento do mercado de cada agente, até o limite que não cause incremento tarifário para o consumidor.

A CDE terá a duração de 25 anos e será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobrás.

Os recursos provenientes do pagamento pelo uso de bem público e das multas impostas aos agentes do Setor serão aplicados, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, na forma da regulamentação da ANEEL.

Crise de Energia Elétrica

O País atravessou uma crise de energia elétrica sem precedentes na história recente. O Governo Federal adotou medidas visando reduzir o uso de energia elétrica, em função das previsões de disponibilidade energética para o segundo semestre de 2001 e aumentar a oferta de energia elétrica com a implantação de medidas específicas visando o aumento da geração de energia elétrica .

Para coordenar as ações de enfrentamento e gerenciamento da crise de energia elétrica, o Governo Federal criou, por meio de Medida Provisória, a GCE, que tem por objetivo implementar medidas emergenciais, para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica.

A primeira ação tomada pela GCE foi a determinação de um racionamento de energia de 20% (ou outras porcentagens, dependendo do setor econômico) com relação ao consumo verificado na média dos meses de inverno do ano 2.000. O racionamento foi implantado nos sub-mercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Dentre as competências da GCE estão: (i) regulamentar e gerenciar o Programa Emergencial de Redução ao Consumo de Energia Elétrica; (ii) estabelecer e gerenciar o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica; (iii) propor o reconhecimento de situação de calamidade pública; (iv) estabelecer limites de uso e fornecimento de energia elétrica; (v) estabelecer medidas compulsórias de redução do consumo e de suspensão ou interrupção do fornecimento de energia elétrica; (vi) propor a alteração de tributos e tarifas sobre bens e equipamentos que produzam ou consumam energia; (vii) decidir quanto à implantação de racionamento e suspensão individual e coletiva do fornecimento de energia elétrica.

As medidas emergenciais editadas pela GCE, estabelecem, dentre outras, (i) as metas de consumo de energia elétrica para os consumidores residenciais, comerciais e industriais localizados nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil, (ii) institui regimes especiais de tarifação que tem como objetivo induzir à redução do consumo de energia elétrica, assim como (iii) institui um plano de bonificação para aqueles que consumissem abaixo de suas metas.

Em 19 de fevereiro de 2002, a GCE editou a Resolução GCE n.º 117, que extinguiu a partir de 1º de março de 2002, o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica nas regiões atendidas pelos Sistemas Interligados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Em 29 de abril de 2002, foi publicada a Lei n.º 10.438, a qual dispõe (i) sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial; (ii) sobre a recomposição tarifária extraordinária; (iii) cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfra); (iv) cria a CDE e dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.

Com vistas a viabilizar o aumento da capacidade de geração e oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo e a equilibrar a oferta e demanda de energia elétrica, o Governo Federal criou a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE.

A CBEE é responsável pela compra de capacidade instalada de energia emergencial sendo que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração ou potência CBEE serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico, segundo regulamentação a ser estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Até a efetiva liquidação das operações do MAE, fica autorizada a aquisição de energia elétrica e de recebíveis do MAE, bem como a contratação de capacidade pela CBEE, como instrumentos do Programa Prioritário de Termeletricidade – (“PPT”), na forma estabelecida em ato do Poder Executivo.

A parcela de despesas com a compra de energia elétrica no âmbito do MAE realizada, até dezembro de 2002, pelas geradoras e distribuidoras decorrente da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do MRE será repassada aos consumidores atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, na forma estabelecida por resolução da GCE ou, extinta esta, da ANEEL.

A ANEEL procederá à recomposição tarifária extraordinária prevista no art. 28 da Medida Provisória n.º 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, sem prejuízo do reajuste tarifário anual previsto nos contratos de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica.

A recomposição tarifária extraordinária será implementada por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica dos seguintes índices: (i) 2,9%, para os consumidores integrantes das Classes Residencial e Rural e iluminação pública; e (ii) 7,9%, para os demais consumidores.

A recomposição tarifária extraordinária será aplicada tão-somente às áreas do Sistema Interligado sujeitas, por disposição expressa de resolução da GCE, ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, devendo a mesma ser aprovada pela ANEEL.

A GCE anunciou, no dia 9 de janeiro de 2002, um amplo plano de reestruturação do setor de energia elétrica. As propostas de mudanças estruturais para o setor de energia elétrica foram apresentadas por meio de palestras que resumiram o Relatório de Progresso n.º 1 do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, criado pela GCE. Em fevereiro do mesmo ano, foi apresentado o Relatório de Progresso n.º 2 e está sendo preparado o Relatório de Progresso n.º 3.

ATIVIDADES DA COMPANHIA



ATIVIDADES DA COMPANHIA

A CESP é uma concessionária de serviço público de geração de energia elétrica que atua no Estado de São Paulo, sendo a maior geradora de energia elétrica do Estado e a terceira maior do Brasil. A CESP possui seis usinas hidrelétricas no Estado de São Paulo, as quais produziram, em conjunto, no ano de 2001, 26.383 GWh de energia. No mesmo ano, a Companhia produziu aproximadamente 9% da energia hidrelétrica do Brasil e 53% da energia elétrica gerada no Estado de São Paulo.

As seis usinas hidrelétricas da CESP, que totalizam 55 unidades geradoras, com uma capacidade instalada de 7.236 MW, são as seguintes: Ilha Solteira, com capacidade instalada de 3.444 MW, Jupuí, com capacidade instalada de 1.551 MW, Três Irmãos, com capacidade instalada de 808 MW, Porto Primavera, que terá capacidade instalada de 1.980 MW (quando concluída com as 18 turbinas originalmente previstas, instaladas e em funcionamento), Paraibuna, com capacidade instalada de 85 MW e Jaguari, com capacidade instalada de 28 MW. A usina de Porto Primavera encontra-se em fase final de construção, possuindo atualmente 12 máquinas, com capacidade instalada de 1.320 MW.

No ano de 2001, a Companhia teve uma receita operacional líquida de R\$ 2.113.349 mil, representando um aumento de 59% em relação à receita operacional líquida de R\$ 1.328.353 mil obtida em 2000.

O mapa a seguir mostra a localização das seis usinas hidrelétricas da CESP.



Histórico

A Companhia foi constituída em 1966 pelo Governo do Estado de São Paulo, sob a denominação de Centrais Elétricas de São Paulo S.A. - CESP, por meio da fusão de 11 geradoras e distribuidoras de energia elétrica por ele controladas.

Em 1975, por meio de acordo celebrado com a Eletrobrás, a CESP adquiriu o controle acionário da CPFL.

Em 27 de outubro de 1977, a CESP teve seu objeto social alterado, buscando ampliar sua atuação, abrindo espaço para o desenvolvimento de outras atividades além das tradicionais, relativas aos serviços públicos de energia. Teve início, então, o estudo de fontes alternativas de energia, como o hidrogênio e o metanol. Na mesma ocasião, a razão social foi alterada para sua atual denominação.

Em 1985, a CESP foi autorizada a assumir o controle acionário da COMGÁS, adquirindo uma participação de 51% do seu capital votante. Naquele mesmo ano, foi incluída no objeto social da Companhia a atividade de mineração.

No início da década de 1990, o Governo do Estado vendeu parte das ações da CESP, de sua titularidade, para diversas empresas estatais, tais como a Nossa Caixa, o BANESPA e a Metrô.

Desde sua constituição até o início da implementação do Programa Estadual de Desestatização, a CESP foi integrada e verticalizada, como produtora, transmissora e distribuidora de energia elétrica no Estado de São Paulo e em parte do Estado do Mato Grosso do Sul, além de desenvolver outras atividades.

Quando do início do Programa Estadual de Desestatização do setor de energia elétrica, a CESP era a maior geradora de energia elétrica do País, produzindo aproximadamente 19% da energia elétrica do Brasil e 95% da energia elétrica gerada no Estado de São Paulo.

Privatização

Em julho de 1996, teve início o processo de desestatização do setor de energia elétrica paulista, por meio do Programa Estadual de Desestatização, o que implicou na reestruturação do setor energético do Estado de São Paulo. A CESP foi incluída no programa de desestatização, já tendo sido transferidas à iniciativa privada as atividades de distribuição de energia por ela desenvolvidas, bem como algumas de suas atividades de geração de energia elétrica.

Em 1997, iniciou-se o processo de desestatização das operações de distribuição de energia elétrica da CESP, com a alienação, em leilão, de seu controle acionário na CPFL.

Em 1998, a CESP constituiu a Elektro, transferindo à mesma, os ativos de distribuição de energia elétrica que lhe pertenciam. O controle acionário da Elektro detido pela CESP foi alienado em leilão realizado em julho de 1998, tendo o restante das ações detidas pela CESP sido vendido, também em leilão, em fevereiro de 1999.

Ainda dentro do Programa Estadual de Desestatização do setor elétrico, em 31 de março de 1999, a CESP passou por uma cisão parcial, por meio da qual seus ativos de geração de energia elétrica foram distribuídos entre a CESP e duas novas companhias constituídas para este fim (a CGEET e a CGEEP) e os ativos de transmissão de energia elétrica detidos pela CESP foram transferidos para outra nova companhia, a CTEEP.

O quadro a seguir mostra os ativos e passivos da CESP antes e após a cisão, na data da cisão:

	Valor <i>(em milhares de reais)</i>	
	Antes da Cisão	Após a Cisão
Ativos	29.840.629	22.350.916
Passivos	14.012.441	11.465.590
Capital Social	15.828.188	10.885.326

Em 14 de abril de 1999, a CESP vendeu o controle acionário da COMGÁS.

Ainda no âmbito do Programa Estadual de Desestatização, em novembro de 2000, o Governo do Estado de São Paulo publicou edital estabelecendo as condições de venda de sua participação na CESP. As ações seriam originalmente vendidas em leilão na BOVESPA em dezembro de 2000.

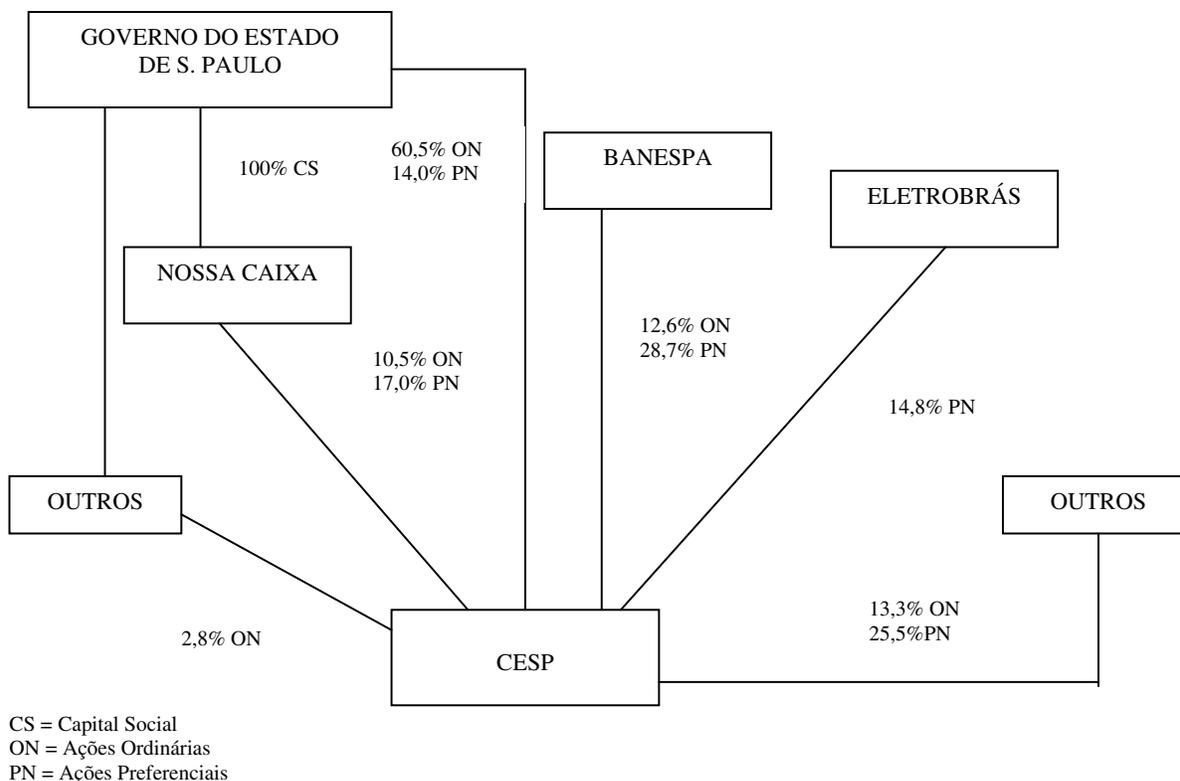
Esse leilão foi cancelado, porque os investidores questionaram, à época, a possibilidade de a Companhia obter autorização para o enchimento do reservatório de Porto Primavera na cota 257 metros acima do nível do mar e a dívida correspondente ao bônus lançado no mercado alemão em 6 de maio de 1996, no valor nominal de DM 1,075 milhões. A nova data do leilão foi estabelecida para maio de 2001. Contudo, em face da acentuada desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e do período de excepcionalidade hidrológica e energética, sem precedentes na história da Companhia e, em decorrência da crise do setor energético e das incertezas causadas pelo racionamento de energia elétrica eminente, o Governo do Estado Paulo decidiu novamente adiar o leilão, em 15 de maio de 2001, de acordo com a recomendação do Conselho Diretor do Programa Estadual de Desestatização. Foi anunciada a intenção de promover a desestatização da CESP, mas ainda não foi fixada uma nova data para a realização do leilão nem as condições da venda. A Companhia acredita que o processo de privatização ocorrerá no primeiro semestre de 2003.

Organização Societária

O Governo do Estado de São Paulo detém atualmente, diretamente ou por meio de companhias por ele controladas, 74,00% das ações ordinárias da CESP e 31,02% das ações preferenciais, totalizando 53,29% do capital social da Companhia.

Atualmente, a Companhia não possui subsidiárias.

O organograma a seguir mostra a estrutura societária da CESP em 31 de março de 2002:



Geração e Transmissão de Energia Elétrica e Instalações Operacionais

No contexto da reestruturação do setor elétrico, e também como resultado do início do Programa Estadual de Desestatização, desde abril de 1999 os serviços da CESP estão concentrados na geração de energia elétrica. A CESP continua a operar a linha de transmissão de energia elétrica, com 118 km de extensão que conecta a usina Porto Primavera ao Sistema Interligado, sendo considerada parte do processo de geração.

A Companhia produz energia elétrica por meio de aproveitamento hidrelétrico. Para tanto, a energia cinética ou potencial da água dos rios e represas é transformada em energia mecânica e, finalmente, em energia elétrica, por meio de uma turbina hidráulica. A potência elétrica obtida é proporcional à vazão que passa pela turbina, bem como à altura da queda de água em cada aproveitamento.

As usinas da CESP são classificadas como (i) usinas “fio d’água”, as quais possuem reservatórios que regularizam o rio de forma diária ou semanal e (ii) usinas com reservatórios de acumulação, que possuem capacidade de regularização anual ou plurianual do rio.

As Usinas da CESP

A CESP gera energia elétrica por meio de suas seis usinas hidrelétricas localizadas no Estado de São Paulo. Ao longo do Rio Paraná, encontram-se suas principais usinas, quais sejam, Ilha Solteira, Engenheiro Souza Dias (Jupia) e a Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera). Ainda naquele mesmo complexo, no Rio Tietê, localiza-se a Usina Três Irmãos. As outras duas usinas, Jaguari e Paraibuna, localizam-se na bacia do Rio Paraíba.

O quadro a seguir mostra as seis usinas hidrelétricas da CESP em operação em 31 de dezembro de 2001, indicando a capacidade instalada de cada uma delas, bem como a quantidade de energia elétrica gerada por cada uma das usinas nos anos de 2001 e 2000:

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada	Ano de Início do Funcionamento	Energia produzida em 2001 (GWh)	Energia Produzida em 2000 (GWh)
Ilha Solteira	3.444	1.962	1973	11.390	16.369
Jupia	1.551	1.007	1969	7.185	10.049
Porto Primavera ⁽¹⁾	1.210	787	1999	6.174	3.029
Três Irmãos ⁽²⁾	808	--	1993	1.178	2.606
Jaguari	28	9	1972	94	71
Paraibuna	85	43	1978	362	381
Total	7.126	3.808		26.383	32.505

⁽¹⁾ Porto Primavera atingiu a capacidade instalada de 1.320 MW em janeiro de 2002, quando a 12ª máquina começou a gerar energia elétrica.

⁽²⁾ Embora localizada no Rio Tietê, a Usina Três Irmãos está integrada às usinas do Rio Paraná, para fins operacionais. Ademais, existe um canal interligando os reservatórios de Três Irmãos e Ilha Solteira. Em razão disto, a energia assegurada de Três Irmãos está incluída na de Ilha Solteira.

A redução da energia produzida pela CESP de 32.505 GWh em 2000 para 26.383 GWh em 2001 deveu-se principalmente ao programa federal de racionamento de energia elétrica promovido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

Complexo Urubupungá

O complexo hidrelétrico Urubupungá, situado no Rio Paraná, é um dos maiores complexos hidrelétricos do mundo. As principais usinas do complexo são Ilha Solteira e Jupia. Mais ao sul do Rio Paraná, localiza-se Porto Primavera que, uma vez concluídas as instalações de suas 14 máquinas, terá capacidade instalada de 1.540 MW.

Ilha Solteira

A Usina Hidrelétrica Ilha Solteira é a maior usina da CESP e do Estado de São Paulo e a terceira maior usina hidrelétrica do Brasil. Está localizada no Rio Paraná, entre os municípios de Ilha Solteira, no Estado de São Paulo e Selvíria, no Estado do Mato Grosso do Sul.

Sua potência instalada é de 3.444 MW e tem 20 unidades geradoras com turbinas tipo Francis. A usina foi concluída em 1978. Sua barragem tem 5.605 metros de comprimento e seu reservatório tem 1.195 km² de extensão. É uma usina com alto desempenho operacional que, além da produção de energia elétrica, é de fundamental importância para o controle da tensão e frequência do Sistema Interligado.

Em março de 2000, o processo de geração de energia elétrica da Usina Hidrelétrica Ilha Solteira foi certificado pela NBR ISO 9002/1994.

Jupia

A Usina Hidrelétrica Engenheiro Souza Dias (Jupia) foi construída com tecnologia inteiramente brasileira e concluída em 1974. Está localizada no Rio Paraná, entre as cidades de Andradina e Castilho, no Estado de São Paulo e Três Lagoas, no Estado do Mato Grosso do Sul.

Jupia possui 14 unidades geradoras com turbinas Kaplan e potência instalada de 1.551 MW. Sua barragem tem 5.495 metros de comprimento e seu reservatório tem 330 km².

A usina dispõe, ainda, de eclusa, que possibilita a navegação no Rio Paraná e a integração hidroviária com o Rio Tietê.

Usina Porto Primavera

Uma vez concluída a sua construção, a Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta, também chamada de Usina Porto Primavera, será a segunda maior hidrelétrica do Estado de São Paulo. Sua barragem é a mais extensa do Brasil, tendo cerca de 11 km de comprimento e seu reservatório, 2.250 km².

Porto Primavera está localizada no Rio Paraná, a 28 km da confluência com o Rio Paranapanema, no município de Rosana, no Estado de São Paulo. A primeira etapa do enchimento do reservatório, na cota de 253 metros acima do nível do mar, foi concluída em dezembro de 1998 e a segunda etapa, na cota de 257 metros, em março de 2001. Em janeiro de 2002, entrou em operação a 12ª unidade geradora, totalizando, assim, 1.320 MW de potência instalada. As três primeiras unidades completaram a entrada em operação em março de 1999.

Quando concluída, a usina de Porto Primavera terá 14 unidades geradoras com turbinas Kaplan, totalizando 1.540 MW, que corresponde a, aproximadamente, 21% de toda a potência instalada da CESP. Entretanto, existem condições para a instalação de até 18 unidades, conforme o projeto original, que elevaria a capacidade instalada da usina para 1.980 MW. A usina dispõe, ainda, de eclusa para navegação no Rio Paraná.

Inicialmente, cada unidade geradora da Porto Primavera tinha uma potência de 100,8 MW. Entretanto, no ano de 2001, a usina passou por um processo de repotenciação, elevando-se a capacidade de cada unidade geradora para 110 MW.

O sistema de transmissão que liga Porto Primavera a Taquaraçu é responsável pelo escoamento da energia gerada em Porto Primavera. Este sistema é formado por duas linhas de transmissão de 460 kV, sendo um circuito de 113,20 km de extensão e o outro com 116,66 km de extensão.

Usina Três Irmãos

A Usina Três Irmãos é a maior usina construída no Rio Tietê e está localizada entre os municípios de Andradina e Pereira Barreto, ambos no Estado de São Paulo, a 28 km da confluência com o Rio Paraná.

A usina possui cinco unidades geradoras com turbinas Francis e potência instalada de 808 MW. A primeira unidade geradora entrou em operação em novembro de 1993 e a quinta, em janeiro de 1999. Sua barragem tem 3.640 metros de comprimento e seu reservatório mede 785 km². Possui duas eclusas para navegação.

O Canal Pereira Barreto, com 9.600 metros de comprimento, interliga os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos, propiciando a operação energética integrada dos dois aproveitamentos hidrelétricos, além de permitir a navegação entre os tramos norte e sul da Hidrovia Tietê-Paraná.

Usina Paraibuna

A Usina Hidrelétrica Paraibuna foi concluída em 1978 e está localizada no município de Paraibuna. A usina, aproveitando as águas dos rios Paraitinga e Paraibuna, tem potência total instalada de 85 MW e duas unidades geradoras com turbinas tipo Francis. A área total do seu reservatório é de 224 km², composta pelo reservatório de Paraibuna, que tem 177 km², o qual é interligado ao reservatório de Paraitinga, com 47 km². As barragens de Paraibuna e Paraitinga, concluídas em 1977, estão entre as mais altas do Brasil, com 104 metros de altura.

A principal finalidade dos reservatórios dessas usinas consiste em regular a vazão do Rio Paraíba do Sul, responsável pelo fornecimento de água para várias cidades do Vale do Paraíba e do Estado do Rio de Janeiro. Os reservatórios da Usina Hidrelétrica Paraibuna e da Usina Hidrelétrica Jaguari são os principais reguladores das vazões do Rio Paraíba do Sul.

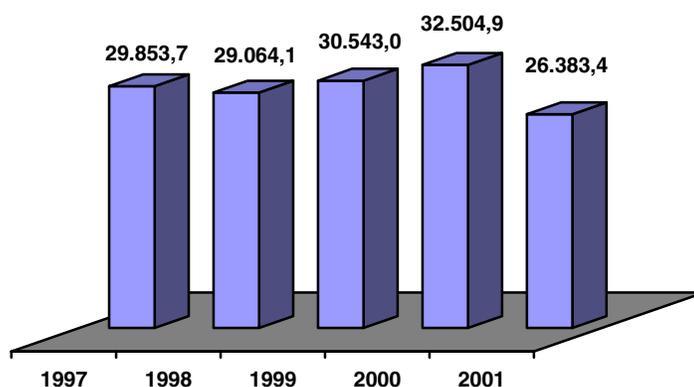
Usina Jaguari

A Usina Hidrelétrica Jaguari está localizada no Rio Jaguari, entre os municípios de Jacareí e São José dos Campos, no Estado de São Paulo. Sua potência instalada é de 27,6 MW, distribuída por duas unidades geradoras com turbinas Francis. Seu reservatório tem 56 km² e, assim como a Usina Hidrelétrica de Paraibuna, sua principal finalidade é permitir o controle da vazão do Rio Paraíba do Sul.

Produção Energética

O gráfico a seguir mostra a evolução da produção das usinas da CESP nos últimos cinco anos.

PRODUÇÃO TOTAL DA CESP ⁽¹⁾
(GWh)



⁽¹⁾ Produção correspondente às usinas que permaneceram na Companhia após a cisão em março de 1999.

Fonte: CESP

Mesmo tendo apresentado uma redução de 18,8% em sua produção de 2001, em comparação com o ano de 2000, a CESP foi responsável por aproximadamente 53% de toda a energia gerada no Estado de São Paulo. A redução verificada na produção de energia elétrica deve-se às regras de racionamento que vigoraram entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

Durante o ano de 2001, a CESP produziu 98,4% da eletricidade por ela vendida. Até junho de 1999, a CESP, assim como outras geradoras e distribuidoras de energia elétrica, estava obrigada a adquirir de Itaipu, para repasse, uma quota de energia elétrica determinada pelo Governo Federal.

As receitas operacionais da CESP decorrem exclusivamente dos serviços relacionados à geração e comercialização de energia elétrica. A CESP atua no Estado de São Paulo, produzindo e comercializando energia elétrica principalmente para distribuidoras que atuam no Estado, bem como para poucos consumidores finais em alta tensão.

O quadro a seguir mostra o total de energia vendida pela CESP para distribuidoras, consumidores finais e transferida para o Sistema Interligado nos últimos cinco anos:

Exercício Social encerrado em 31 de dezembro

	2001	2000	1999	1998	1997
			(GWh)		
Distribuidoras	31.528 ⁽⁷⁾	28.117 ⁽⁶⁾	37.139 ⁽⁴⁾	87.361 ⁽²⁾	68.201
Consumidores Finais	1.883 ⁽⁸⁾	2.196	2.195 ⁽⁵⁾	10.583 ⁽³⁾	28.883
Perdas do Sistema de Distribuição	—	—	—	651	1.733
Perdas do Sistema de Transmissão	—	909	1.180	2.946	2.913
Energia fornecida ao Sistema Interligado	442	1.687	4.298	7.520	3.584
Total ⁽¹⁾	33.853	32.909	44.812	109.331	105.314

⁽¹⁾ Não inclui a energia utilizada pela CESP para consumo próprio.

^{(2) (3)} Em 1998, a Elektro foi constituída com a transferência de ativos de distribuição de energia elétrica da CESP, tendo sido vendida em julho daquele ano. Este evento causou alterações significativas nas vendas de energia elétrica da CESP para as distribuidoras e para os consumidores finais, comparativamente a 1997.

^{(4) (5)} A redução significativa da quantidade de energia fornecida em 1999 em comparação com 1998 reflete a cisão dos ativos da CESP, divididos entre a Companhia, a Tietê e a Paranapanema, em 31 de março de 1999.

⁽⁶⁾ A redução da quantidade de energia vendida a distribuidoras em 2000 em relação a 1999 decorre (i) da redução do número de usinas e da produção da Companhia, em vista da cisão dos ativos da CESP, divididos entre a Companhia, a Tietê e a Paranapanema, em 31 de março de 1999, e (ii) da exclusão de quantidades adquiridas compulsoriamente de Itaipu, para repasse às distribuidoras, até junho de 1999. Desde junho de 1999, a CESP é obrigada a adquirir para revenda, apenas 57MW médios de Itaipu, representando 1,4% dos 4.038 MW médios de energia assegurada que a CESP dispõe em suas usinas.

⁽⁷⁾ A energia vendida às distribuidoras em 2001 apresentou incremento pelo faturamento contratual ajustado e reduzido, apesar do racionamento decretado pelo Governo Federal e do decréscimo da produção efetiva das usinas da CESP para atender os requisitos da GCE e do ONS. O Acordo Geral do Setor Elétrico possibilitou a Companhia alcançar o montante contratado faturável de 34 GWh para 2002.

⁽⁸⁾ A redução da energia vendida a consumidores finais em 2001 é resultante do racionamento. O Acordo Geral do Setor Elétrico permitiu a recuperação financeira das perdas, mediante incrementos nas tarifas, através da Recomposição Tarifária Extraordinária.

Energia Assegurada

De modo a otimizar a geração de energia elétrica pelo sistema, o ONS aloca a cada usina a capacidade de geração que deveria tornar o sistema de produção de energia elétrica mais eficiente e sustentável, com base em dados estatísticos sobre o nível médio das águas em cada reservatório por um período de diversos anos. A ANEEL estabelece o montante de energia a ser obrigatoriamente gerada e vendida por cada usina (a “Energia Assegurada”), com base na quantidade de energia elétrica que uma usina pode produzir, 365 dias por ano, 24 horas por dia, com um fator de risco de 5%. Qualquer energia adicional gerada, tratada como “energia secundária”, poderá ser vendida pela geradora no MAE para atender o MRE e, em seguida, suprir eventual demanda adicional.

Concessões

Nos termos da Lei do Setor Elétrico e da Lei de Concessões, todas as concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica deveriam ter solicitado a renovação de sua concessão em vigor sob pena de expiração das concessões. Os pedidos de prorrogação deveriam ter sido apresentados, a princípio, em até um ano, contado da data da publicação da Lei do Setor Elétrico, ou seja, 6 de julho de 1996. O vencimento do prazo da concessão

ou a falta de apresentação do requerimento de renovação de concessão, ou o pronunciamento contrário do poder concedente, implicaria na reversão das concessões à União e na realização de nova licitação pelo poder concedente.

Também ficou previsto, na Lei do Setor Elétrico, que para novos projetos ou concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica, quando privatizadas, seriam outorgadas concessões de PIE, por períodos de 30 anos.

Em 24 de novembro de 1995, a CESP solicitou a prorrogação do prazo de suas concessões de geração de energia elétrica ao DNAEE, então órgão regulatório do setor energético. Os pedidos de renovação foram acatados pelo DNAEE, conforme despacho de outubro de 1996, sujeitos a outras medidas ainda não formalizadas. Posteriormente, em 4 de julho de 1996, a CESP solicitou a prorrogação do prazo de suas concessões de distribuição de energia elétrica e da exploração de serviços públicos de transmissão de energia elétrica ao DNAEE.

A política do DNAEE, à época, consistia em outorgar novas concessões de geração por 30 anos como produtor independente de energia à medida que as concessionárias de serviço público de geração fossem privatizadas. Em vista das tentativas frustradas de privatização da CESP, a ANEEL estabeleceu, em fevereiro de 2002, que renovaria as concessões da CESP como concessionária de serviço público de geração de energia elétrica por 20 anos, com previsão de que, após a privatização da CESP, a concessão seja substituída por uma outra concessão para produtor independente de energia elétrica por 30 anos. A Resolução ANEEL n.º 425, de 31 de outubro de 2000, formalizou esses entendimentos.

Atualmente, as concessões de operação das usinas hidrelétricas da CESP encontram-se em processo de renovação (inclusive no que tange à linha de transmissão de 118km, que conecta Porto Primavera ao Sistema Interligado, incluída na concessão para geração). De acordo com entendimentos informais havidos com a ANEEL, a CESP poderá operar suas usinas nos termos e condições estabelecidos nas concessões vencidas.

A CESP acredita que suas concessões serão renovadas no curto prazo, tendo em vista que a ANEEL enviou um ofício à CESP, em fevereiro de 2002, solicitando que a Companhia entregasse documentos. Importante notar também que as outras concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica, inscritas no Programa Nacional de Desestatização, e ainda não privatizadas, encontram-se na mesma situação da Companhia.

A CESP tem tomado todas as providências possíveis para a regularização de suas concessões, seguindo as orientações da ANEEL e apresentando toda a documentação que lhe é requisitada.

Investimentos Realizados

Porto Primavera

A Companhia vem investindo intensamente na ampliação de sua capacidade de geração, tendo dedicado especial atenção à conclusão das obras de Porto Primavera.

De acordo com o plano original, Porto Primavera teria 18 unidades geradoras, com capacidade instalada de 1.814 MW e Energia Assegurada de 1.017 MW. Entretanto, a Companhia decidiu instalar, por enquanto, apenas 14 unidades geradoras, havendo capacidade para a instalação das outras quatro unidades, caso a instalação das mesmas venha a ser de interesse da Companhia no futuro. Uma vez concluída a instalação das 14 unidades de Porto Primavera, esta usina será a terceira maior usina da Companhia, ficando atrás das usinas de Ilha Solteira e Jupia.

A construção da usina Porto Primavera está sendo concluída em duas fases. A primeira fase, já concluída, envolveu a instalação de 11 unidades geradoras, com capacidade instalada de 1.109 MW e Energia Assegurada de 940 MW. A segunda fase, em desenvolvimento, prevê a instalação de três unidades geradoras adicionais. De acordo com o projeto, a 14ª deverá ser concluída no final de 2003. Entretanto, a Companhia vem buscando antecipar as instalações das unidades, tendo mantido uma média de 72 dias de antecipação da entrada em operação comercial de suas turbinas. A 12ª unidade começou a operar em janeiro de 2002.

Para que pudesse preencher o reservatório da usina de Porto Primavera até 257 metros acima do nível do mar e, dessa forma, poder operar a usina nos níveis de geração planejados, a CESP obteve autorização do IBAMA em dezembro de 2000. Em 03 de maio de 2002, o IBAMA renovou a licença de operação que permite à CESP operar o reservatório da usina de Porto Primavera na cota 257 metros. Referida licença tem validade de um ano contado da data de sua emissão.

As obras complementares da usina de Porto Primavera já estão praticamente concluídas, com 26 pontes, 17 travessias de rio, 286 km de estradas, 4 assentamentos urbanos, com 531 casas, 9 assentamentos rurais, com 362 casas, 1 área recreativa, 11 km de proteção de margem de rio e 2 portos de rio, além de enfermarias, hospitais e escolas.

Nos últimos três anos, a Companhia investiu R\$ 2.123,9 milhões na construção da usina de Porto Primavera. No ano de 2001, os investimentos da CESP na construção da usina de Porto Primavera representaram 98% do total dos investimentos feitos pela Companhia.

Investimentos Incentivados

A Companhia também vem investindo no desenvolvimento de duas usinas hidrelétricas menores, nos Estados de Mato Grosso e de Tocantins. No Mato Grosso, a CESP detém 8,81% do capital social de uma companhia que está desenvolvendo uma usina hidrelétrica com 156 MW de potência no rio Itiquira, ao sul daquele Estado. A CESP também participa em 0,57% do capital social de uma companhia que está instalando a usina hidrelétrica de Lajeado, com 850 MW de potência, no rio Tocantins. Tais investimentos foram realizados utilizando-se incentivos fiscais, por se localizarem em regiões brasileiras consideradas menos desenvolvidas.

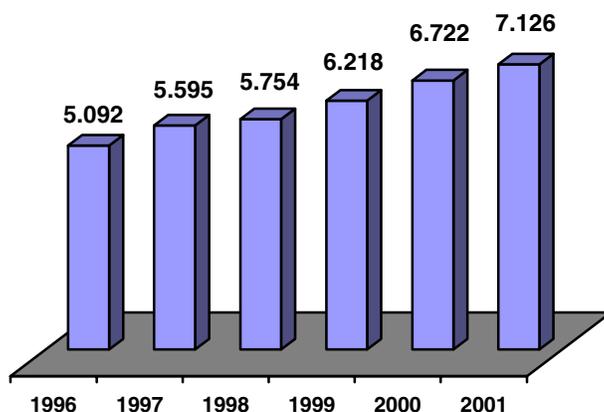
Estratégias da Companhia

A Companhia está empenhada em completar a construção da usina de Porto Primavera, bem como ampliar a eficiência de seus negócios, em especial mantendo suas usinas em constante operação, na medida do possível. Para tanto, a Companhia desenvolveu um método de inspeções subaquáticas periódicas das turbinas das usinas, que permite que tais turbinas fiquem paralisadas para manutenção por apenas 6 horas, aproximadamente, em vez de 4 dias, como ocorre com os métodos tradicionais de inspeção.

Adicionalmente, a CESP vem buscando elevar a produtividade de sua capacidade instalada, tendo, no ano de 2001, elevado a capacidade de cada unidade geradora da usina de Porto Primavera de 100,8 MW para 110 MW. Embora algumas dessas iniciativas para aumentar a produtividade de suas usinas sejam projetos de médio prazo e provavelmente não ocorrerão nos próximos dois ou três anos, a CESP pretende elevar a sua produtividade de modo que possa vender sua energia excedente no MAE.

O gráfico a seguir mostra a evolução da potência instalada da CESP nos últimos seis anos.

**EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DA CESP
(MW)**



Fonte: CESP

A CESP também vem procurando formas de complementar a energia por ela gerada, analisando projetos de geração de energia alternativa, nos quais a Companhia contribuiria com seu conhecimento técnico e operacional, bem como de engenharia e de gerenciamento. Em troca, a Companhia receberia uma parcela da energia gerada em tais projetos.

A Companhia já celebrou alguns acordos experimentais relacionados a tais projetos, entre eles, um projeto de exploração de um potencial de até 300 MW no Estado de São Paulo, que gera energia a partir do bagaço da cana de açúcar. O outro projeto, que ainda está sendo estudado, é uma unidade de 125 MW que integra uma usina de carvão de 500 MW em Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul.

Principais Concorrentes

No contexto atual do mercado energético, baseado fundamentalmente na comercialização de energia elétrica regulada nos Contratos Iniciais, a CESP não enfrenta concorrência na sua área de atuação.

No entanto, como resultado da redução da quantidade de suprimento de energia elétrica nos termos dos Contratos Iniciais, a partir de 2003, outros fornecedores poderão começar a suprir energia elétrica para os atuais clientes da CESP.

Ademais, desde 2000, os denominados Consumidores Livres podem optar por contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, com outros concessionários de energia elétrica que não a CESP. Podem declarar-se Consumidores Livres (i) aqueles consumidores existentes com demanda de pelo menos 10 MW, com suprimento em tensão igual ou superior a 69kV, (ii) novos consumidores com demanda de pelo menos 3 MW, com suprimento em qualquer tensão, (iii) grupos de consumidores sujeitos a acordos com a distribuidora concessionária local e (iv) consumidores que não são fornecidos por mais de 180 dias pela distribuidora concessionária local.

A CESP mantém contrato de fornecimento de energia elétrica com a CBA, que é um Consumidor Livre, até 2011. O volume de fornecimento sob esse contrato corresponde a 95% da receita de faturamento de fornecimento da CESP. A Companhia não acredita que outros Consumidores Livres possam afetar significativamente a quantidade de fornecimento da CESP.

Com a liberação do mercado de energia elétrica, a CESP poderá enfrentar concorrência de geradoras privadas, inclusive empresas internacionais.

Dentre as potenciais concorrentes da CESP a partir do início da liberação dos Contratos Iniciais destacam-se: (i) AES Tietê, que adquiriu a CGEET em 1999, (ii) Cachoeira Dourada, (iii) Duke Energy, que adquiriu a CGEEP em 1999, (iv) Furnas e (v) Tractebel.

A AES Tietê tem 2.651 MW de potência instalada, por meio de 10 usinas hidrelétricas, localizadas nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo.

A usina de Cachoeira Dourada situa-se no rio Paranaíba, na divisa dos Estados de Goiás e Minas Gerais. Cachoeira Dourada atua no Estado de Goiás, possuindo 10 unidades geradoras, com uma capacidade instalada total de 658 MW.

A Duke Energy atua no Estado de São Paulo, participando com 5% do total de produção de energia elétrica no País, com uma capacidade instalada de 2.307 MW, distribuída por 8 usinas hidrelétricas que se encontram no rio Paranapanema. Sua controladora é uma das maiores empresas de geração, comercialização, distribuição e transmissão de gás e eletricidade no mundo.

Furnas é controlada pela Eletrobrás e administrada indiretamente pelo Governo Federal, vinculada ao MME. Atua no Distrito Federal, São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Goiás e Tocantins e é responsável por 66% de toda a energia consumida no País, contando com 10 usinas hidrelétricas e 2 termelétricas, totalizando uma potência de 9.292 MW. Furnas atua, ainda, no transporte de energia da Usina de Itaipu para suprir outras empresas de energia elétrica.

A Tractebel opera atualmente 10 usinas situadas em vários pontos do País, tendo capacidade instalada, incluindo a propriedade indireta na Usina Hidrelétrica Itá, de 4.966 MW, dos quais 77,55% em usinas hidrelétricas e 22,45% em termelétricas. Adicionalmente, a Tractebel conta com 305 MW importados da Argentina, atingindo uma capacidade de suprimento de energia elétrica de 5.271 MW. Antes atuante exclusivamente nos estados da Região Sul e no Mato Grosso do Sul, a Tractebel está expandindo sua atuação.

O crescimento projetado na demanda de energia elétrica entre 2001 e 2010 é de 5,9% por ano no País e 4% por ano para a região Sudeste. Assim, seria necessário um crescimento na capacidade instalada de geração de energia elétrica de aproximadamente 4.000 MW por ano para que a demanda de energia elétrica passasse a ser inferior à oferta, intensificando a concorrência.

Ainda, de acordo com a Lei de Concessões, as distribuidoras e transmissoras de energia elétrica serão obrigadas a disponibilizar suas linhas e demais equipamentos acessórios para terceiros, mediante o pagamento de tarifas. Isto possibilitará que a CESP busque clientes fora de sua área tradicional de distribuição no Estado de São Paulo.

Ademais, o Estado de São Paulo é, historicamente, importador de energia elétrica dos demais estados. Assim, a Companhia entende que a demanda de energia elétrica no Estado de São Paulo permanecerá elevada mesmo com a liberação do mercado.

A energia hidrelétrica é, atualmente, a principal fonte de energia no Brasil. Entretanto, a escassez de oferta de energia hidrelétrica, em razão dos baixos níveis dos reservatórios de águas das empresas geradoras, levou o mercado a atentar para fontes alternativas de energia. Dentre as fontes alternativas de energia, destacam-se: (i) usinas termelétricas, em particular as de gás natural e (ii) co-geração de energia a partir da cana-de-açúcar.

A Companhia acredita que a eletricidade gerada por usinas termelétricas pode ser significativamente mais cara do que aquela gerada por usinas hidrelétricas, uma vez que as usinas hidrelétricas não dependem de commodities com preços flutuantes como o petróleo ou o gás.

Relacionamento com Fornecedores

Até junho de 1999, a CESP, assim como as demais concessionárias operadoras do Sistema Interligado, estava, nos termos da Lei n.º 5.899/73, obrigada a adquirir eletricidade de Itaipu, a fim de atender ao acordo binacional Brasil-Paraguai, que obriga o Brasil a adquirir o excedente da energia gerada por Itaipu e não consumida pelo Paraguai. Tendo em vista que o projeto Itaipu foi financiado por meio da contratação de empréstimo em moeda estrangeira, os preços da energia de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, de forma a cobrir despesas operacionais, pagamentos do principal e juros do referido empréstimo, bem como os custos de transmissão de energia.

Desde junho de 1999, a CESP não está mais obrigada a adquirir energia elétrica de Itaipu para repasse às companhias distribuidoras de energia elétrica, estando obrigada a adquirir apenas 57 MW médios para revenda a pequenas distribuidoras, que não têm acesso ao Sistema Interligado. Em decorrência disso, a quantidade de energia adquirida pela CESP de Itaipu reduziu-se drasticamente, passando de 31,11% do total da energia elétrica gerada e adquirida pela CESP em 1999 para 1,3% em 2000 e 1,5% em 2001.

Como resultado da desvalorização do real a partir de 1999, os preços da energia adquirida de Itaipu elevaram-se significativamente. Em dezembro de 1999, as tarifas médias praticadas pela Companhia para adquirir energia de Itaipu foram de R\$ 58,85 por MWh, considerando-se as tarifas de transmissão, que devem ser pagas pelas distribuidoras pela transmissão da energia elétrica de Itaipu. Em dezembro de 2000, essas tarifas subiram para R\$ 66,57 por MWh, tendo se elevado para R\$ 83,01 por MWh em dezembro de 2001.

Também desde 1999, as companhias distribuidoras de energia elétrica estão autorizadas a adquirir energia elétrica diretamente de Furnas. Como resultado, desde junho de 1999, as aquisições de energia elétrica de Furnas pela CESP foram drasticamente reduzidas, não tendo a CESP adquirido energia de Furnas nos anos de 2000 e 2001.

A Companhia também pode adquirir energia elétrica produzida por outras geradoras, quando necessário. Tais aquisições ocorrerão eventualmente, caso a CESP não consiga gerar a quantidade de energia necessária para honrar seus contratos de suprimento. Neste caso, a Companhia poderá celebrar contratos com as geradoras de quem venha a adquirir energia elétrica ou também adquirir a energia de que necessitar no MAE. Entretanto,

desde outubro de 2001, a CESP é auto-suficiente na geração de energia para cumprir com seus Contratos Iniciais, sendo as aquisições de energia elétrica no MAE feitas apenas ocasionalmente.

O quadro a seguir mostra a quantidade de energia adquirida pela CESP de Itaipu e de outras geradoras, comparativamente com a quantidade de energia gerada pela Companhia entre 1997 e 2001.

Energia Adquirida

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro				
	2001	2000	1999	1998	1997
	(GWh)				
Energia gerada pela CESP	26.383	32.505	44.196	57.369	56.244
Energia adquirida de Itaipu	418	473	12.911 ⁽¹⁾	36.149	36.168
Energia adquirida de outros	205	502	7.044	17.420	13.655
Total	27.006	33.481	64.151	109.938	106.067

⁽¹⁾ Até junho de 1999 os números incluíam quantidades adquiridas compulsoriamente de Itaipu, para repasse às distribuidoras. Desde aquela data, a CESP é obrigada a adquirir para revenda, apenas 57MW médios de Itaipu, representando 1,4% dos 4.038 MW médios de energia assegurada que a CESP dispõe em suas usinas.

Relacionamento com Clientes

A CESP fornece a quase totalidade de sua energia elétrica gerada às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, quais sejam, Eletropaulo, CPFL, Elektro, Bandeirante e Piratininga, esta última resultante de reorganização societária da Bandeirante.

Em 1999, a CESP celebrou com as distribuidoras acima mencionadas contratos de suprimento de energia elétrica (os “Contratos Iniciais”), estabelecendo o suprimento de quantias predeterminadas de energia, por tarifas também previamente fixadas e aprovadas pela ANEEL.

Em vista da regulamentação recente do setor elétrico, especialmente a Lei de Concessões, a Lei do Setor Elétrico e a Lei de Reestruturação do Setor Elétrico, foi introduzido um sistema de competição gradual no setor. Portanto, durante o período de transição estabelecido para os anos de 1998 a 2005, o suprimento de energia elétrica realiza-se nos termos dos Contratos Iniciais. O propósito dos Contratos Iniciais consiste em proteger as partes contra a exposição ao risco de preços potencialmente voláteis no MAE, durante o período de adaptação ao mercado de livre concorrência. De acordo com resolução da ANEEL, 85% da energia que supre o mercado cativo das distribuidoras deve estar contratado por meio de contratos bilaterais de longo prazo, ou seja, superiores a dois anos.

A ANEEL fixou quantidades de energia elétrica a serem supridas nos termos dos Contratos Iniciais entre 1999 e 2002. A partir de 2003, durante o período de transição, os montantes de energia e de demanda de potência contratados sob os Contratos Iniciais deverão ser reduzidos de forma gradativa, em percentuais de 25% do

montante referente ao ano de 2002. Até 2006 ocorrerá a completa extinção dos Contratos Iniciais entre a Emissora e as distribuidoras de energia elétrica. Durante a fase de transição e após o referido período, as companhias geradoras poderão firmar novos contratos de suprimento de energia com as distribuidoras, praticando preços de mercado para a compra e venda de energia elétrica não contratada. Esta regra também se aplica aos Contratos Iniciais das distribuidoras com outras geradoras de energia elétrica. Durante a fase de transição e depois do ano de 2006, a quantidade de energia elétrica a ser suprida, bem como as tarifas a serem cobradas poderão ser livremente negociadas entre a CESP e as distribuidoras de energia elétrica.

A partir de 2006, toda a energia elétrica gerada pela CESP será comercializada no âmbito do mercado de livre negociação. A Companhia poderá vender energia diretamente a seus consumidores finais ou às concessionárias de distribuição e de comercialização do Sistema Interligado.

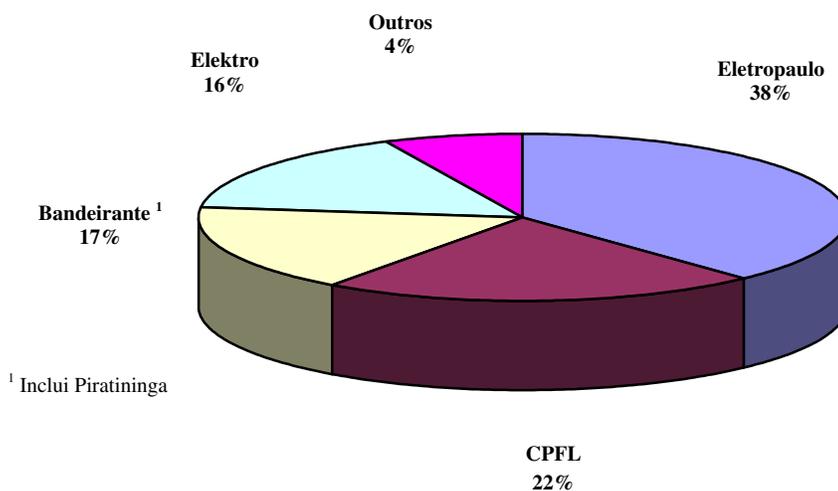
A Companhia acredita que não haverá alteração significativa de seus clientes a partir da abertura do mercado de energia elétrica, haja vista que o Estado de São Paulo é, historicamente, importador de energia elétrica dos demais estados, de forma que o fornecimento de energia elétrica no Estado de São Paulo se manterá disputado.

Além da energia elétrica que produz para distribuidoras de energia elétrica, com base nos Contratos Iniciais, a CESP também fornece energia elétrica diretamente a alguns consumidores finais industriais. Em vista da cisão da CESP realizada em 1999, ficou estabelecido que a CESP continuaria a fornecer energia elétrica para a Petrobrás e para a CBA, haja vista que o fornecimento de energia para essas empresas ocorre em alta tensão. A CESP mantém um contrato de fornecimento de energia elétrica com a CBA com prazo de vencimento em 2011. Esse contrato está de acordo com a regulamentação da ANEEL, além de registrado nessa agência. O contrato de fornecimento de energia elétrica realizado entre a CESP e a Petrobrás venceu em dezembro de 1998. Entretanto, a CESP continua a fornecer energia elétrica para a Petrobrás, estando em negociação para celebrar novo contrato.

Em 31 de dezembro de 2001, 92,7% do total de vendas de energia elétrica da CESP decorreram do suprimento de energia elétrica às distribuidoras, nos termos dos Contratos Iniciais, representando 93,1% da receita operacional da CESP naquela data.

O gráfico a seguir mostra a participação das principais distribuidoras para quem a CESP fornece energia elétrica no total de vendas da Companhia no ano de 2001.

Participação das Distribuidoras nas Vendas da CESP



Fonte: CESP

O quadro abaixo mostra o volume de energia elétrica fornecida para cada um dos principais clientes da CESP nos anos de 2000 e 2001.

Comprador	Exercício social encerrado em		Exercício social encerrado em	
	31 de dezembro de 2001		31 de dezembro de 2000	
	Volume (GWh)	Tarifas Médias (R\$/MWh)	Volume (GWh)	Tarifas Médias (R\$/MWh)
Eletropaulo	11.593	51,62	10.945	42,13
CPFL	6.746	51,14	5.947	41,29
Bandeirante	5.266	51,33	5.842	43,93
Elektro	5.849	43,58	5.402	35,17
Piratininga	789	55,29	—	—
CBA	1.776	54,06	2.038	36,03
Petrobrás	85	70,58	80	42,68
Outros	—	—	1 ⁽¹⁾	99,56
Total	32.103	54,81	30.255	36,29

⁽¹⁾ 464 MWh

A CESP tem o compromisso de fornecer aos seus clientes quantidades de energia previamente fixadas nos Contratos Iniciais. Caso a CESP não consiga cumprir seus compromissos, a Companhia poderá adquirir a energia elétrica necessária no MAE. Desde outubro de 2001, a CESP tem gerado toda a capacidade assegurada em seus Contratos Iniciais.

Os Contratos Iniciais definem as regras sobre suprimento de energia elétrica nos termos da Lei de Reestruturação do Setor Elétrico e do Acordo e Regras do MAE. Ficou estipulado que (i) a distribuidora de energia elétrica terá seu suprimento garantido pelo Sistema Interligado, exceto em caso de racionamento; (ii) a geradora de energia elétrica será tratada como tendo entregue à distribuidora a energia e demanda contratada, independentemente do montante de geração que as suas usinas tenham sido instruídas a produzir; e (iii) quaisquer diferenças na produção de energia com relação à energia e demanda contratada serão resolvidas nos termos do Acordo e Regras do MAE, através de um sistema de compensação, pelo qual são atribuídos débitos e créditos de energia aos agentes do sistema.

Os montantes de energia e demanda de potência são determinados pela ANEEL para cada Contrato Inicial, com base em cálculos sobre o montante de energia utilizados nos faturamentos de meses anteriores e considerando-se a sazonalidade atualizada.

A tarifas de energia elétrica relativas aos Contratos Iniciais para suprimento de energia também são estipuladas, anualmente, pela ANEEL.

A CESP e as distribuidoras celebraram instrumentos de garantia para assegurar o cumprimento das obrigações previstas nos Contratos Iniciais e mitigar eventuais efeitos de inadimplência.

De acordo com esse instrumento de garantia, cada distribuidora de energia elétrica mantém uma conta-corrente na qual são depositados os valores correspondentes aos pagamentos de seus clientes referentes à energia elétrica a eles distribuída. Caso a distribuidora não efetue os pagamentos devidos à CESP em até dois dias após a respectiva data de vencimento, os recursos disponíveis em sua conta serão destinados ao pagamento à CESP do montante devido pela referida distribuidora. Esse instrumento de garantia tem validade até a liquidação da última fatura emitida nos termos do Contrato Inicial respectivo.

Preços e Tarifas

As tarifas praticadas pela CESP, com base nos Contratos Iniciais, são fixadas em conformidade com os regulamentos implementados pela ANEEL, e expressas em reais. Essa tarifas são revistas anualmente pela ANEEL.

Os Contratos Iniciais estabelecem que o faturamento de energia corresponde ao valor da energia contratada vezes o preço da energia, estabelecido em R\$/MWh. Da mesma forma, o faturamento da demanda corresponde ao valor da demanda contratada vezes o preço da demanda, estabelecido em R\$/KW/mês. Ambos são reajustados de acordo com a regulamentação da ANEEL.

O faturamento, nos termos dos Contratos Iniciais, é emitido no último dia de cada mês, desdobrado em três parcelas correspondentes a um terço do valor global faturado, com datas de vencimento distintas, quais sejam, até o dia 15 do mês seguinte, até o dia 25 do mês seguinte e até o dia 5 do segundo mês seguinte. O pagamento em atraso está sujeito a multa de 10% incidente sobre o valor principal, além de juros de mora de 12% ao ano, calculados *pro rata die*. Os acréscimos moratórios previstos incidirão sobre o valor das parcelas em atraso, atualizadas mensalmente pelo IGP-M.

O quadro a seguir mostra as tarifas aprovadas pela ANEEL para os Contratos Iniciais a partir de 7 de agosto de 1999.

Compradora	Tarifa de Demanda (R\$/KW/mês)	Tarifa de Energia (R\$/MWh)
CPFL	2,75	35,58
Bandeirante	2,83	36,66
Elektro	2,34	30,30
Eletropaulo	2,83	36,66

O quadro a seguir mostra as tarifas praticadas pela CESP para cada Contrato Inicial, desde a respectiva aprovação pela ANEEL.

Compradora	Tarifa de Demanda (R\$/KW/mês)	Tarifa de Energia (R\$/MWh)	Resolução ANEEL	Tensão (kV)
CPFL	3,76	48,67	190, de 04.04.2002	
Bandeirante	3,78	48,95	417, de 09.10.2001	
Piratininga	3,78	48,95	417, de 09.10.2001	
Elektro	3,08	39,87	315, de 06.08.2001	
Eletropaulo	3,68	47,76	252, de 02.07.2001	
DMEPC	11,54	32,26	239, de 22.06.2001	13,8
CERJ	10,01	27,98	587, de 21.12.2001	13,8
Jaguari	12,31	33,17	47, de 31.01.2002	13,8
Jaguari	11,20	33,17	47, de 31.01.2002	138
Mococa	12,31	34,40	47, de 31.01.2002	13,8
CPEE	12,31	33,72	47, de 31.01.2002	13,8
CPEE	11,20	33,72	47, de 31.01.2002	138
CSPE	12,31	33,22	47, de 31.01.2002	13,8
CSPE	11,20	33,22	47, de 31.01.2002	138
CEMIG	10,06	28,10	190, de 04.04.2002	13,8
Enersul	9,13	26,76	190, de 04.04.2002	138

As tarifas de fornecimento para consumidores finais foram reajustadas pela Resolução ANEEL n° 544, de 12 de dezembro de 2001, com vigência a partir de 15 de dezembro de 2001, com índice de 22,95%, e pela Resolução ANEEL n° 647, de 21 de dezembro de 2001, com índice de 7,9%, com o objetivo de recompor as perdas do racionamento. As tarifas praticadas atualmente pela CESP estão dispostas abaixo:

Tarifa Horo-Sazonal Azul

segmento horário subgrupo	demanda (R\$/kW)	
	ponta	fora de ponta
A1 (230 kV ou mais)	12,39	2,58
A2 (88 a 138 kV)	13,30	3,05
A3 (69 kV)	17,86	4,88
A3a (30 a 44 kV)	20,88	6,98
A4 (2,3 a 25 kV)	21,66	7,22
AS (Subterrâneo)	22,66	11,07

Tarifa Horo-Sazonal Azul

segmento sazonal subgrupo	consumo (R\$/kW)			
	ponta		fora de ponta	
	seca	úmida	seca	úmida
A1 (230 kV ou mais)	70,52	61,71	49,89	42,43
A2 (88 a 138 kV)	74,77	69,74	53,57	49,14
A3 (69 kV)	84,71	75,10	58,34	50,36
A3a (30 A 44 kV)	136,94	126,77	65,14	57,59
A4 (2,3 a 25 kV)	142,02	131,42	67,51	59,68
AS (Subterrâneo)	148,61	137,53	70,67	62,46

Tarifa de Ultrapassagem – Horo-Sazonal Azul

segmento horo-sazonal subgrupo	demanda (R\$/kW)	
	ponta	fora de ponta
	seca ou úmida	seca ou úmida
A1 (230 kV ou mais)	45,92	9,64
A2 (88 a 138 kV)	49,34	11,27
A3 (69 kV)	66,29	18,09
A3a (30 a 44 kV)	70,25	23,42
A4 (2,3 a 25 kV)	64,97	21,66
AS (Subterrâneo)	67,98	33,18

Compra e Venda de Energia Elétrica

A quase totalidade da energia gerada pela Companhia é destinada ao suprimento de concessionárias de serviço público de distribuição. Adicionalmente, a CESP também fornece energia elétrica diretamente para alguns consumidores finais industriais. A energia elétrica excedente é comercializada no âmbito do MAE.

Nos anos de 2000 e 2001, o total da energia vendida pela CESP estava distribuído da seguinte forma:

	MWh (Não auditado)		R\$ Mil	
	2001	2000	2001	2000
Fornecimento				
Industrial	1.860.176	2.122.689	101.965	97.558
Serviço Público	-	11	-	68
	<u>1.860.176</u>	<u>2.122.700</u>	<u>101.965</u>	<u>97.626</u>
Suprimento				
Geração Própria/Outras				
Eletropaulo	11.593.367	10.944.713	598.483	496.420
Bandeirante	5.266.169	5.841.511	270.302	262.981
CPFL	6.746.347	5.946.768	345.000	262.874
Elektro	5.848.911	5.402.160	254.874	205.097
Piratininga	789.497	-	43.651	-
Outras	1.367.691	1.268.839	69.928	53.761
	<u>31.611.982</u>	<u>29.403.991</u>	<u>1.582.238</u>	<u>1.281.133</u>
Comercialização de Curto Prazo				
Fechamento MAE – 2001	-	-	153.055	-
Faturamento MAE – 2000	-	-	-	54.985
Reversão Estimativa – 2000/1999 (parte)	-	-	(2.933)	-
	<u>31.611.982</u>	<u>29.403.991</u>	<u>1.732.360</u>	<u>1.336.118</u>
Total	<u>33.472.158</u>	<u>31.526.691</u>	<u>1.834.325</u>	<u>1.433.744</u>

A partir de janeiro de 2003, o total de energia contratada nos Contratos Iniciais será reduzido em 25% a cada ano, para livre negociação pela CESP, seja diretamente com os distribuidores, seja no MAE.

O preço do megawatt/hora negociado no MAE não está vinculado ao Valor Normativo. Em maio de 2002, o preço do megawatt/hora negociado no MAE variava em torno de R\$ 14,00, enquanto o Valor Normativo estava fixado em R\$ 72,00. Todavia, durante a fase mais crítica do racionamento, o preço do megawatt/hora negociado no MAE alcançou R\$ 684,00.

Desde outubro de 2001, a CESP tem gerado toda a energia elétrica que está obrigada a suprir nos termos de seus Contratos Iniciais. Entretanto, a Companhia pode adquirir energia elétrica produzida por outras geradoras, quando necessário para honrar seus contratos de suprimento. Neste caso, a Companhia poderá celebrar contratos bilaterais com as geradoras de quem venha a adquirir energia elétrica ou também adquirir a energia de que necessitar no MAE.

Adicionalmente, a CESP está obrigada a adquirir 57 MW médios para revenda a pequenas distribuidoras, que não têm acesso ao Sistema Interligado.

Nos anos de 2000 e 2001, o total de energia comprada e uso da rede elétrica pela CESP estava distribuído conforme consta no quadro abaixo:

	MWh (Não auditado)		R\$ Mil	
	2001	2000	2001	2000
Revenda				
Itaipu⁽¹⁾				
Contrato	396.899	401.808	31.727	23.478
Transporte	-	-	1.259	1.146
Excedente	20.997	71.594	22	79
	<u>417.896</u>	<u>473.402</u>	<u>33.008</u>	<u>24.703</u>
Comercialização de Curto Prazo⁽²⁾				
Contratos Bilaterais	146.291	502.400	20.879	63.082
Faturamento MAE	-	-	3.962	47.887
Reversão Estimativa – 2000/1999 (parte)	-	-	(4.794)	(51.882)
Estimativa Mercado Spot – 2000	-	-	-	14.802
Outras	58.510	-	4.375	-
	<u>204.801</u>	<u>502.400</u>	<u>24.422</u>	<u>73.889</u>
Comercialização de Curto Prazo⁽²⁾				
Fechamento MAE – 2001	-	-	145.170	-
Faturamento MAE/ABRAGE.	-	-	153.796	-
	-	-	298.966	-
	<u>622.697</u>	<u>975.802</u>	<u>356.396</u>	<u>98.592</u>
Uso da Rede Elétrica⁽³⁾				
Conexão	-	-	14.865	14.698
Rede Básica	-	-	15.496	14.233
Total	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>30.361</u>	<u>28.931</u>

Os valores de compras e vendas de energia estão vinculados da seguinte forma:

⁽¹⁾ Com relação a Itaipu, “contrato” e “transporte” referem-se a quota parte de Itaipu equivalente a 57 MW médios, para atender as pequenas concessionárias de distribuição; e “excedente” refere-se à energia apurada com base na quantidade efetivamente medida, sendo rateada em função das quotas-partes.

⁽²⁾ Com relação à comercialização de curto prazo, “contratos bilaterais” refere-se aos contratos negociados entre a CESP e agentes do setor, visando reduzir sua exposição negativa; e “faturamento MAE” e “fechamento MAE” referem-se a valores provisionados, ajustados após a divulgação dos dados definitivos e dados do fechamento, para registro contábil, disponibilizados em 13 de março de 2002.

⁽³⁾ Com relação ao uso da rede elétrica, os encargos de “conexão” e “rede básica” referem-se a valores fixados conforme as Resoluções ANEEL n.º 244 e 247/01.

Finalmente, em vista do Acordo Geral do Setor Elétrico previsto originalmente, a CESP apurou o valor de R\$ 14,2 milhões como montante necessário para recompor a sua receita no período de racionamento, relativa ao fornecimento de energia aos consumidores finais diretamente atendidos pela Companhia, nos termos da metodologia prevista na Resolução ANEEL n.º 31/2002.

As perdas resultantes do Programa Emergencial de Consumo de Energia Elétrica no fornecimento de energia a consumidores finais foram objeto de recomposição tarifária, através de aumento de 7,9% da tarifa praticada pela CESP. Esse aumento entrou em vigor em 27 de dezembro de 2001, pelo período necessário para que a Companhia recupere as perdas incorridas durante o período de redução do consumo de energia. A administração da CESP acredita que esse período terá duração aproximada de 36 meses. Essas perdas são calculadas através de uma comparação entre as receitas de venda de energia efetivamente verificadas no período compreendido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 e as receitas que haviam sido originalmente projetadas pela Companhia para esse período, ajustadas por certos fatores, desconsiderando-se a ocorrência do plano de racionamento. Em 2002, a ANEEL deverá homologar os cálculos dessas perdas apresentados Companhia.

Contrato de Energia entre CESP e CPFL / Instrumento de Garantia

CESP e CPFL celebraram um contrato de suprimento de energia elétrica – o Contrato de Energia - nos termos da Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998 e do Decreto n.º 2.655, de 2 de julho de 1998, a fim de regular as compras pela CPFL da energia gerada pela CESP.

Os montantes de energia e demanda de potência para essa relação de suprimento foram homologados pela ANEEL, conforme Resolução n.º 141, de 9 de junho de 1999, para os anos de 1999, 2000 e 2001. Ficou definido o montante de 781 MW médios ou 6.841.560 MWh de energia e 14.483 MWh/h de demanda de potência para o ano de 2001. Os montantes de energia e demanda de potência a serem considerados no período de 2002 a 2005 serão correspondentes a 100%, 75%, 50% e 25% dos valores indicados para o ano de 2001, respectivamente, para 2002, 2003, 2004 e 2005.

O quadro a seguir mostra a quantidade de energia e demandas contratadas entre CESP e CPFL, de acordo com o Contrato de Energia de 1999 a 2001.

Energia Contratada (MW médio)			
1999	2000	2001	
632	677	781	

mês	Demandas Contratadas (MWh/h)		
	1999	2000	2001
janeiro	-	947	1.032
fevereiro	-	1.029	1.133
março	-	1.027	1.129
abril	-	1.088	1.233
maio	-	1.072	1.203
junho	1.211	1.058	1.302
julho	1.242	1.144	1.305
agosto	1.250	1.134	1.266
setembro	1.196	1.113	1.257
outubro	1.162	1.141	1.351
novembro	1.045	1.033	1.149
dezembro	979	1.020	1.123

De acordo com o Contrato de Energia, a CESP se obriga a gerar e vender energia elétrica à CPFL, e a CPFL se obriga a adquirir a energia elétrica gerada pela CESP para posterior distribuição aos seus consumidores. Com o intuito de assegurar o pagamento da energia elétrica gerada pela CESP e adquirida pela CPFL, bem como o fiel cumprimento das obrigações estabelecidas no Contrato de Energia, as partes firmaram o Instrumento de Garantia. O Instrumento de Garantia determina que, na hipótese de inadimplemento da CPFL em pagamentos exigidos nos termos do Contrato de Energia, a CESP terá acesso direto a recursos da CPFL provenientes de pagamentos recebidos de seus clientes, até o limite da dívida com a CESP.

Em garantia do pagamento da dívida representada pelos CTEEs da presente Emissão, a CESP constituiu penhor sobre os direitos creditórios que detém contra a CPFL em razão do Contrato de Energia. A CESP também cedeu em favor dos titulares dos CTEEs, representados pelo Trustee, o direito de acesso aos recursos correspondentes ao pagamento pela CPFL de faturas de suprimento de energia à CESP. Adicionalmente, caso ocorram, cumulativamente, (i) o inadimplemento ou atraso da CESP em qualquer pagamento devido aos titulares de CTEEs, e (ii) o não pagamento pela CPFL de valores devidos à Emissora por conta de suprimento de energia elétrica nos termos do Contrato de Energia, o Trustee terá o direito de determinar a transferência ao Liquidante dos recursos depositados nas Contas da CPFL para utilização nos pagamentos devidos aos titulares dos CTEEs. Ver Seção TERMOS E CONDIÇÕES DA OFERTA – “Do Penhor e Mecanismos de Acesso aos Recursos da CESP e da CPFL”.

O quadro abaixo indica os volumes mensais de energia elétrica vendida pela CESP à CPFL, de acordo com o Contrato de Energia.

	1999		2000		2001		2002	
	GW/h	R\$ (milhões)	GW/h	R\$ (milhões)	GW/h	R\$ (milhões)	GW/h	R\$ (milhões)
janeiro	1.142	45,1	473	19,4	556	26,3	543	27,9
fevereiro	1.064	43,0	458	19,1	510	24,7	498	26,2
março	1.217	48,3	504	20,8	576	27,4	576	29,8
abril	667	26,9	473	19,8	555	28,6		
maio	696	28,0	489	20,4	558	29,3		
junho	492	19,2	461	19,3	512	28,1		
julho	497	19,4	497	20,8	539	29,5		
agosto	429	18,5	522	24,1	560	30,2		
setembro	377	16,7	505	24,4	552	29,8		
outubro	423	18,2	526	25,4	586	31,7		
novembro	378	16,3	518	24,7	557	29,5		
dezembro	393	16,7	520	24,8	685	30,0		
Total	7.775	316,2	5.947	262,9	6.746	345,0	1.617	83,9

Cobrança e Inadimplência

O faturamento dos serviços prestados pela Companhia, nos termos dos Contratos Iniciais, é emitido no último dia de cada mês, desdobrado em três parcelas correspondentes a um terço do valor global faturado, com datas de vencimento distintas, quais sejam, até o dia 15 do mês seguinte, até o dia 25 do mês seguinte e até o dia 5 do segundo mês seguinte. O pagamento em atraso está sujeito a multa de 10% incidente sobre o valor principal, além de juros de mora de 12% ao ano, calculados *pro rata die*.

O faturamento de fornecimento e de suprimento de energia é processado com base em emissão de faturas. O pagamento das faturas é realizado por meio de depósito em conta corrente da CESP.

A CESP considera o grau de inadimplência dos seus clientes nos últimos anos irrelevante. A inadimplência indica o volume de faturamento que deixa de ser pago a partir do primeiro dia após o vencimento. Considerando que a quase totalidade do suprimento da CESP está concentrada em poucos grandes clientes (distribuidoras) regulado pelos Contratos Iniciais, a CESP pode assegurar o pagamento das faturas emitidas através do mecanismo de garantia previsto nos Contratos Iniciais.

Em 31 de março de 2002, a Companhia registrou uma Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – Consumidores/Revendedores no montante de R\$ 44,9 milhões.

Número de Empregados e Política de Recursos Humanos

Em 31 de março de 2002, a Companhia possuía 1.434 empregados. O quadro a seguir demonstra a distribuição dos empregados da CESP por área:

Área	Número de Empregados
Administração	306
Engenharia e Construção	177
Meio Ambiente	75
Cargos Executivos	6
Financeira	76
Geração e Transmissão	588
Presidência	120
Estagiários	33
Outros	53
Total	1.434

O número de empregados em dezembro de 2001, 2000 e 1999 era, respectivamente, 1.434, 1.522 e 1.596. A redução do número de empregados da CESP entre 1999 e 2001 deveu-se principalmente às cisões por que passou a Companhia no âmbito do processo de desestatização do setor elétrico. Adicionalmente, a Companhia também promoveu alguns programas de demissão voluntária e incentivo à aposentadoria. No ano de 2001, 66 empregados aproveitaram as vantagens e incentivos oferecidos pela Companhia para a demissão voluntária, em sua maioria empregados que já tinham direito à sua aposentadoria.

Sendo a CESP uma sociedade controlada pelo Estado, a contratação de empregados depende sempre de concurso público e aprovação prévia do CODEC. Todos os empregados são contratados de acordo com o regime da Consolidação das Leis Trabalhistas - CLT.

Quando da cisão dos ativos de geração da CESP, a Companhia manteve os empregados mais experientes. Aproximadamente 70% dos empregados da CESP estão com a Companhia há pelo menos 10 anos.

Sindicatos

Os empregados da CESP estão representados por três sindicatos: (i) Sindicato dos Eletricitários de São Paulo, (ii) Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Campinas (mais conhecido como o Sindicato dos Eletricitários de Campinas) e (iii) Sindicato dos Engenheiros de São Paulo.

Dessa forma, os empregados da CESP estão protegidos por acordos sindicais. As cláusulas econômicas desses acordos sindicais são renegociadas anualmente. Dentre as condições estabelecidas nos acordos, está a cláusula de gerenciamento de pessoal, que estabelece o compromisso da CESP de não promover demissões injustificadas de empregados.

A CESP não tem registros de greves nos últimos anos. As greves mais significativas dos empregados da CESP ocorreram na década de 80, quando houve greves gerais em todo o segmento estatal. A mais relevante, em 1989, estendeu-se por 3 dias.

Investimentos em Recursos Humanos

A operação de usinas de energia elétrica exige uma equipe muito bem preparada tecnicamente. A Companhia sempre investiu no treinamento e na capacitação de seus empregados. No ano de 2001, a CESP retomou o programa de Desenvolvimento para Chefias Básicas, destinado à capacitação de aproximadamente 220 empregados para desempenharem a atividade de supervisão, bem como para atenderem e superarem os resultados empresariais esperados pela Companhia. O treinamento, realizado de forma descentralizada, é composto de cinco módulos, dos quais dois já foram concluídos.

A CESP concede a seus empregados bolsas de estudos em cursos regulares de primeiro, segundo ou terceiro grau, desde que comprovem matrícula, frequência e aprovação nesses cursos durante o ano. O subsídio é parcial e o cálculo leva em consideração o salário e o número de dependentes do empregado, o valor das mensalidades pagas e a prioridade do curso em relação às atividades desenvolvidas pela Companhia.

A CESP foi a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a concluir a certificação dos operadores e despachantes de suas usinas perante o ONS, recomendada pela ANEEL. A certificação atingiu 132 empregados.

Por seus investimentos em recursos humanos, a CESP fez jus, por três anos consecutivos, ao Prêmio TOP de RH, concedido pela ADVB.

Fundação CESP

A CESP oferece uma série de benefícios a seus empregados, sendo a maioria deles administrada pela Fundação CESP. A Fundação CESP é uma entidade fechada de previdência privada, multipatrocinada, que também administra planos de saúde para mais de 140 mil participantes, entre empregados ativos e assistidos das patrocinadoras, seus dependentes e designados.

A Fundação CESP foi criada em 1969 com a finalidade de oferecer benefícios assistenciais, tendo iniciado a gestão de planos previdenciários somente em 1977.

Até 1998, a Fundação CESP contava com três patrocinadoras, companhias do setor energético controladas pelo Governo do Estado de São Paulo: CESP, CPFL e Eletropaulo. A partir de 1996, teve início o processo de desestatização das empresas do setor elétrico, tendo resultado na criação de novas empresas privadas de energia elétrica no Estado de São Paulo, que também passaram a ser patrocinadoras da Fundação CESP. Em decorrência disso, a Fundação CESP é atualmente patrocinada por 12 empresas do setor de energia elétrica do Estado de São Paulo, sendo 9 empresas privadas e 3 estatais.

A fim de adaptar-se a esta nova realidade, a Fundação CESP reformulou seu estatuto social, tendo reestruturado sua forma de administração, concedendo aos participantes maior representação nas decisões da entidade.

A principal finalidade da Fundação CESP é de previdência complementar. Em 1997, a CESP, mediante negociação com os sindicatos representativos de seus empregados, reformulou o plano, a fim de equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir os riscos de futuros déficits. O novo plano entrou em vigor no início de 1998. Todos os empregados da CESP estão obrigados a participar do novo plano.

O custeio desse plano ocorre por contribuições paritárias entre a empresa e os empregados. As taxas de custeio são reavaliadas periodicamente por consultores atuariais independentes. No ano de 2001, a contribuição da CESP foi de 8,08% sobre os salários reais de contribuição.

Os benefícios do plano anterior permaneceram inalterados para os participantes assistidos. No caso dos participantes não assistidos, as reservas correspondentes aos mesmos foram salgadas pela CESP em 31 de dezembro de 1997 e os benefícios serão pagos aos participantes, também na forma de renda vitalícia, quando do início de suas aposentadorias.

Outros Benefícios

Os empregados da CESP podem participar dos resultados da Companhia. O valor de tal participação, quando houver, deverá ser fixado em acordo a ser celebrado entre a Companhia e os sindicatos, estando sujeito, ainda, a aprovação do CODEC. A CESP concordou em analisar a possibilidade de se estabelecer a participação dos empregados nos resultados da Companhia no ano de 2002. Entretanto, a CESP não assumiu qualquer compromisso neste sentido.

De acordo com o Programa Estadual de Desestatização, 5% do capital social das geradoras, inclusive da Companhia, deverá ser ofertado pelo Governo do Estado de São Paulo aos seus empregados, quando ocorrer sua desestatização. O novo acionista controlador da CESP deverá assumir o compromisso de manter os benefícios da Fundação CESP para os empregados da CESP, bem como deverá permitir que os empregados indiquem um membro para o Conselho de Administração da Companhia.

Acidentes de Trabalho

Tendo em vista que a maior parte das funções desempenhadas pelos empregados da Companhia relacionadas à atividade de geração de energia elétrica é desenvolvida por meio de computadores, em escritórios e complexos isolados de gerenciamento de atividades, a CESP tem poucos registros de acidentes de trabalho.

Os acidentes eventualmente ocorridos durante a construção e instalação de uma usina são sempre de responsabilidade exclusiva das empreiteiras da obra, conforme consta dos contratos celebrados pela CESP com as mesmas.

Seguros

A Companhia mantém atualmente as seguintes coberturas de seguros:

Incêndio, Raio e Explosão

A Companhia mantém com a FINASA Seguradora S.A. apólices de seguro para riscos de incêndio, raio e explosão, abrangendo os seguintes itens:

- (i) almoxarifados e depósitos – galpões e pátios para abrigo e depósito de materiais e equipamentos, inclusive as edificações correspondente aos escritórios.
- (ii) materiais e equipamentos em depósito – bens abrigados e depositados em almoxarifados, incluindo-se os desabrigados de pátios.

O limite máximo de indenização para avarias envolvendo os itens acima é de R\$ 38 milhões.

(iii) imóveis operacionais – em imóveis ocupados por administrações regionais da Companhia, fora do edifício central. A importância segurada é de R\$ 8,8 milhões.

(iv) imóveis não operacionais – imóveis desocupados que fazem parte do patrimônio da Companhia. O limite máximo de indenização é de R\$ 6,5 milhões.

As apólices atualmente em vigor para todos os itens (i) a (iv) acima são válidas até 1º de novembro de 2002.

Responsabilidade Civil

A CESP mantém com a COSESP Seguros S.A. apólices de seguros, com validade até 08 de dezembro de 2002, para indenizações que a Companhia venha a ser condenada a pagar por perdas e danos materiais ou pessoais, inclusive fatais, causados involuntariamente a terceiros. Tais perdas ou danos podem ser decorrentes das seguintes atividades:

- (i) operações comerciais e/ou industriais de geração e transmissão de energia elétrica. Importância Segurada: R\$ 58.400 mil. Abrange as atividades nas usinas de Ilha Solteira, Jupia, Três Irmãos, Porto Primavera, Jaguari e Paraibuna, inclusive subestações, barragens, reservatórios e travessias e a linha de transmissão de Porto Primavera a Taquaruçu;
- (ii) utilização, operação, manutenção e conservação das barragens, eclusas e estradas. Importância Segurada: R\$ 58.400 mil;
- (iii) transporte de passageiros em embarcações. Importância Segurada: R\$ 469 mil;
- (iv) transporte de bens de terceiros em embarcações. Importância Segurada: R\$ 469 mil.

Transporte

A Companhia não mantém seguro geral para transportes. Cada transporte é contratado individualmente com o respectivo seguro.

A Companhia mantém os seguros obrigatórios de seus veículos automotores – DPVAT e embarcações (rebocadores, balsas, flutuantes, chatas, barcos etc.).

Riscos de Engenharia

A CESP mantém com a COESP Seguros S.A. apólice de seguro contra riscos de instalação e montagem das unidades geradoras 1 a 18 da usina de Porto Primavera, com validade até janeiro de 2004, quando está previsto o encerramento das obras. O valor da cobertura para responsabilidade civil é de R\$ 260 mil por ano e a cobertura patrimonial é de R\$ 80 mil por ano.

A CESP não mantém seguro contra riscos de interrupção, uma vez que a Companhia não acredita que os elevados custos se justifiquem diante do baixo risco de interrupções relevantes, considerando a energia disponível no Sistema Interligado.

Marketing

Até o início do processo de desestatização do setor de energia elétrica brasileiro, em 1995, o mercado de energia elétrica, dada a sua estrutura centralizada no poder público, não era um mercado competitivo. A atividade da Companhia revestia-se de um caráter público e social que prevalecia sobre o comercial. Ademais, mesmo após o início do processo de cisão das atividades da CESP, a celebração dos Contratos Iniciais assegurou à Companhia a manutenção, até 2003, de consumidores suficientes para a comercialização de toda a energia produzida pela Companhia. Assim, não existe até o momento uma estratégia de marketing.

Não obstante, a Companhia sempre se preocupou em preservar sua imagem, certificando a qualidade de projetos e serviços. Neste sentido, no ano de 2001 a CESP manteve as Certificações NBR ISO 9002:94 para os processos de (i) “Geração de Energia Elétrica” - Usina Hidrelétrica Ilha Solteira, (ii) “Inspeção Visual de Estruturas Civas de Barragens” - Área de Segurança de Barragens, (iii) “Sistema de Formação e Desenvolvimento de Profissionais para Operação de Usinas Hidrelétricas da CESP” – Equipe de Treinamento e Desenvolvimento e (iv) “Processos de Avaliação e Recuperação de Estruturas Civas por Meio de Injeções de Concreto” – Laboratório CESP de Engenharia Civil de Ilha Solteira.

Os processos de geração de energia elétrica das usinas Paraibuna, Jaguari e Jupuí, foram recomendados para certificação na norma ISO 9002/94, em abril de 2002, como resultado do reconhecimento nacional e internacional do processo de excelência na produção de energia elétrica, com a qualidade e quantidade requerida pelo cliente.

Além disso, o Programa de Educação Ambiental desenvolvido pela Diretoria de Meio Ambiente da Companhia recebeu o prêmio Top Social 2002 da ADVB, pelo terceiro ano consecutivo. Em 2000, a Companhia foi premiada pela criação do Instituto CESP Criança (ICC) e, em 2001, foi indicada para o Programa de Qualidade Total na comunidade de Porto Primavera. O Programa de Educação Ambiental visa informar a população sobre os principais aspectos dos empreendimentos e seus impactos sobre os meios físico, biótico e sócio-econômico, razão pela qual a Companhia também vem tomando todas as providências necessárias à obtenção da certificação pela norma NBR ISO 14001, no que tange à conservação ambiental.

Atividades Sociais

A CESP desenvolve uma série de projetos sociais junto às comunidades próximas às suas usinas, bem como na região da Capital do Estado de São Paulo. Dentre tais projetos, alguns têm caráter exclusivamente assistencial e outros têm caráter mitigatório ou compensatório dos impactos causados pela instalação e desenvolvimento das atividades das usinas da Companhia.

A Companhia também concede apoio institucional e financeiro para o desenvolvimento de diversas atividades sociais e educacionais.

Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera)

Construída pela Companhia a partir de 1980 para abrigar e fornecer estrutura social, cultural e econômica, bem como lazer aos empregados da CESP e moradores em torno de Porto Primavera, a cidade de Primavera, localizada no Estado de São Paulo, teve sua transferência à Prefeitura Municipal de Rosana formalizada em 13 de novembro de 2001.

A fim de fornecer atendimento à saúde dos moradores de Primavera, a CESP também construiu na cidade um hospital com 75 leitos e uma equipe de 16 médicos especialistas, equipe de enfermeiros, auxiliares de enfermagem, fisioterapeutas, operadores de raio X, berçário, banco de leite, enfermaria e salas de cirurgia. Referido hospital também foi transferido para a Prefeitura Municipal de Rosana, por meio de convênio firmado em 24 de agosto de 2001.

A Companhia desenvolve o Programa de Formação, Recapacitação e Requalificação de Mão-de-Obra, que tem por finalidade amenizar o quadro de desemprego e aumentar a renda das famílias prejudicadas pelo enchimento dos reservatórios de água da usina. O programa foi mantido em 2001, tendo beneficiado, até dezembro daquele ano, 21.035 participantes de 22 municípios nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Devido à grande demanda verificada e ao sucesso obtido, foi aprovada a formalização de convênio com a Secretaria do Emprego e Relações do Trabalho do Estado de São Paulo para continuidade do programa em 2002, medida também adotada em Mato Grosso do Sul.

Ainda, a Companhia desenvolve o Programa de Qualidade de Vida na Comunidade de Primavera, que no ano de 2001 recebeu 3 prêmios empresariais de importantes instituições nacionais. Em junho, foi premiado com o Top Social 2001, concedido pela ADVB. Em novembro, foi eleito pelo Guia de Boa Cidadania Empresarial da Revista Exame, da Editora Abril, como um dos 20 melhores projetos sobre práticas de responsabilidade social, entre cerca de 1.500 projetos apresentados por empresas no Brasil. No mesmo mês, foi premiado pela Fundação COGE, tendo sido vencedor na categoria Ações de Responsabilidade Social.

Foram realizadas diversas obras nos municípios afetados pela formação do reservatório, de natureza mitigatória (e.g.: pontes, travessias, reassentamentos populacionais, proteção de encostas, realocação de estruturas, áreas de lazer, etc.) e de natureza compensatória (e.g.: estradas, escolas, centros comunitários e de convivência, matadouros, incubadoras industriais, etc.). Dentre tais obras, destacam-se: (i) obras de infra-estrutura e meso-estrutura da ponte sobre o rio Paraná, interligando Paulicéia, no Estado de São Paulo e Brasilândia, no Estado do Mato Grosso do Sul e (ii) travessias sobre os córregos Cateto, em Anaurilândia e Taquari, em Brasilândia, ambas no Estado do Mato Grosso do Sul.

Está prevista também a execução de outros projetos relativos a obras mitigatórias e compensatórias no reservatório de Porto Primavera, ressaltando-se (i) o reassentamento populacional de Nova Porto João André, composto de casas, creche, posto de saúde, posto policial, igrejas, centro comunitário lotes comerciais, bem como sistema viário e rotatória, e (ii) áreas de lazer em Presidente Epitácio e Panorama, no Estado de São Paulo e em Anaurilândia, no Estado do Mato Grosso do Sul.

Três Irmãos

Também na área de influência do reservatório do Aproveitamento Múltiplo de Três Irmãos foram desenvolvidos projetos de caráter mitigatório e compensatório dos impactos causados pelo referido reservatório. Dentre tais projetos, merecem destaque:

(i) a conclusão das obras da Creche e Escola Menino Jesus, compreendendo a demolição do prédio antigo e a construção de quatro novos blocos, com uma área construída total de 1.281 m², abrigando administração, dormitórios, sanitários, lactário, salas de convivência, refeitório e cozinha. A creche-escola atende 105 crianças, com idade entre 0 e 6 anos, e o seu projeto, desenvolvido com recursos próprios, procurou preservar a fachada original, com estrutura em arcadas.

(ii) a reforma do Centro de Educação Monteiro Lobato, com 506 m² de área construída, reforma esta que abrangeu a substituição de pisos, construção de muro, recuperação da rede hidráulica e da estrutura de madeira da cobertura e pintura em geral. O centro atende 110 crianças e adolescentes, com idade variando entre 6 e 15 anos;

(iii) a construção de galerias de águas pluviais em diversos bairros da cidade, com 7.400 metros de tubulações e 282 bueiros, bem como diversas obras relacionadas com o sistema de abastecimento de água e de tratamento de esgoto da cidade; e,

(iv) o recapeamento e pavimentação de ruas e avenidas, totalizando aproximadamente 29 mil m².

Adicionalmente, foram realizadas obras de recuperação das travessias sobre os córregos Azul e Escondido, em Santo Antônio do Aracanguá, no Estado de São Paulo e sobre os córregos Cebola e Positivista, em Lavínia, no Estado de São Paulo, utilizados para passagem de gado, transporte escolar e outros. Para substituição das estruturas antigas danificadas, foram executadas novas galerias celulares de concreto.

Jupia

No ano de 2001, a CESP obteve junto à Secretaria de Estado do Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul, licença para a realização do Reassentamento Rural de Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, com área de 765,81 hectares, na Fazenda Buriti.

Instituto Criança Cidadã – ICC

A CESP é a principal mantenedora do Instituto Criança Cidadã – ICC, entidade sem fins lucrativos, que desenvolve um trabalho educacional com quase 9 mil crianças e adolescentes que vivem na periferia dos municípios de São Paulo e Guarulhos. Referido instituto também desenvolve projetos de renda direcionados às famílias dos jovens assistidos.

Como resultado dos trabalhos desenvolvidos pelo Instituto Criança Cidadã – ICC, a CESP vem sendo reconhecida, há sete anos, como Empresa Amiga da Criança, sendo autorizada a usar o selo emitido pela Fundação Abrinq.

Programa de Visitas às Instalações da CESP

Durante o ano de 2001, a CESP recepcionou aproximadamente 41.000 mil visitantes em suas unidades, em especial em suas usinas, onde se pode acompanhar o processo de produção de energia elétrica de origem hidráulica, os aspectos relacionados à conservação de energia e atividades relacionadas ao meio ambiente.

Aspectos Ambientais

Licenciamento Ambiental

A construção, instalação, ampliação e funcionamento de obras de uma usina geradora que utilizem recursos ambientais e que sejam considerados efetiva ou potencialmente poluidoras, dependem de prévio licenciamento ambiental.

O processo de licenciamento ambiental constitui-se de três etapas, nas quais o órgão ambiental emite as seguintes licenças:

- (i) Licença Prévia, que abrange a fase preliminar do projeto, contendo requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observadas as normas de uso e ocupação do solo;
- (ii) Licença de Instalação, que autoriza o início da implantação, de acordo com as especificações do projeto executivo aprovado; e
- (iii) Licença de Operação, que autoriza o início da atividade licenciada e o funcionamento dos equipamentos de controle, de acordo com os termos das licenças anteriores referidas acima.

Quando os empreendimentos que forem submetidos ao processo de licenciamento ambiental, por seu porte, natureza e peculiaridade, puderem acarretar impactos ambientais significativos, o processo de licenciamento ambiental dependerá da aprovação, pelas autoridades competentes, de estudos de impacto ambiental, desenvolvidos por profissionais de diferentes especialidades. Nesse caso, o empreendedor é obrigado a apoiar a implantação e manutenção de uma unidade de conservação, destinando, para essa finalidade, não menos do que 0,5% dos custos totais previstos para a implantação do empreendimento, a critério do órgão ambiental licenciador.

Atividades da Companhia

As atividades de geração exercidas pela Companhia estão sujeitas à fiscalização ambiental pelo governo. Cabe ao IBAMA regular e fiscalizar a conservação ambiental em rios federais, tais como o Rio Paraná, onde estão localizadas as usinas de Jupiá, Ilha Solteira, Três Irmãos e Porto Primavera. As questões ambientais relacionadas às usinas Jaguari e Paraibuna são regulamentadas e fiscalizadas pela Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo.

Tendo em vista que quatro usinas – Jupiá, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna – foram implantadas antes da promulgação de legislação disposta sobre o uso adequado do meio ambiente, em 1986, alguns aspectos estão pendentes de regularização em consonância com as normas atuais. Os outros dois projetos, Três Irmãos e Porto Primavera, são objeto de licenciamento de acordo com o previsto na legislação em vigor.

Programas de Conservação Ambiental

A CESP desenvolve atividades que visam a conservação ambiental dos ecossistemas na área de influência de seus empreendimentos, tais como atividades de implantação de programas ambientais físico-biótipos e sócio-econômicos, programas de monitoramento, manejo de reservatórios e sistema de gerenciamento ambiental.

Em 2001, a Companhia plantou 2.468.161 mudas de árvores de espécies nativas nos viveiros de Porto Primavera, Jupiá e Paraibuna. Também foram implantados 384,97 hectares de reflorestamento nas margens dos reservatórios das usinas Três Irmãos e Porto Primavera. O Programa de Fomento Florestal, que consiste no fornecimento de mudas e assistência técnica ao plantio, resultou em 27 contratos cobrindo uma área estimada de 177,65 hectares. Os trabalhos de recomposição vegetal com espécies florestais nativas foram homenageados pela Fundação COGE.

Com relação à interação da fauna e da flora, foram introduzidas 636 aves nativas, de várias espécies, contribuindo para a dispersão de sementes e a conservação de matas ciliares de importância fundamental para o equilíbrio ecológico da região. Destaca-se a produção de 1.230.919 alevinos, de espécies ocorrentes nos reservatórios da Companhia, além do resgate e relocação de 26.685 animais, em vista do enchimento do reservatório de Porto Primavera. Também foram desenvolvidos, com sucesso, a escada e o elevador de peixes, para possibilitar que os peixes possam nadar rio acima durante o período de procriação (piracema).

Na área sócio-econômica, a CESP manteve o desenvolvimento de atividades no setor produtivo de projetos de remanejamento populacional em Porto Primavera, bem como das obras de infra-estrutura. O Programa de Recapitação e Requalificação de Mão-de-Obra amenizou o quadro de falta de empregos e colaborou com a renda das famílias que sofreram impacto das obras.

Em setembro de 2001, a Companhia participou do lançamento do Programa de Incentivo à Produção de Madeira de Lei no Estado de São Paulo, tendo em vista que a Companhia tem participado ativamente do programa, através do plantio de 88 hectares em áreas de reserva dos seus empreendimentos rurais.

No que se refere às Usinas Porto Primavera e Três Irmãos, vários programas foram implementados ou estão em fase de implementação, de acordo com o disposto no Estudo de Impacto Ambiental. Portanto, esses Programas constituem compromissos assumidos pela CESP e condições para a obtenção das licenças ambientais necessárias à implantação e operação das usinas geradoras.

A maioria dos projetos ambientais em andamento ocorrem na Usina Porto Primavera. Com relação aos programas físico-bióticos, a CESP está implementando programas de controle de erosão e assoreamento, recuperação de áreas degradadas, reflorestamento, pesquisa e manejo de flora e fauna, implantação de unidades de conservação e conservação de ictiofauna.

Do ponto de vista sócio-econômico, a Companhia realiza reinserção produtiva do setor de extração de areia e cascalho e do setor cerâmico-oleiro. Também pretende completar o remanejamento da população atingida com a construção da usina, bem como preservar o patrimônio arqueológico e valorizar a memória regional. A CESP promove a educação ambiental e a saúde pública, bem como a melhoria da infra-estrutura viária e de transportes e, ainda, a requalificação de mão-de-obra.

A Companhia também realiza alguns programas físico-bióticos em Três Irmãos, tais como (i) conservação de unidade de flora e fauna, (ii) reflorestamento ciliar e recomposição de matas nativas, (iii) manejo de fauna ameaçada de extinção e (iv) conservação da ictiofauna e manejo pesqueiro. Adicionalmente, a CESP promove controle sanitário em Três Irmãos.

A CESP acredita que necessitará de aproximadamente R\$ 36 milhões para custear os programas ambientais implementados e trabalhos respectivos, nos anos de 2002 e 2003.

Licença do IBAMA para Porto Primavera

Em 3 de maio de 2002, o IBAMA renovou a licença de operação do reservatório de Porto Primavera na cota 257. Essa licença tem validade por um ano a partir da data de sua expedição, observadas as condicionantes nela discriminadas e os anexos constantes do processo.

A CESP deve manter os programas atuais, quais sejam: (i) programa de monitoramento da estabilidade das encostas marginais; (ii) programa de monitoramento dos processos erosivos e de assoreamento, sismológico dos níveis d'água e do clima local; (iii) programa de monitoramento das características limnológicas e de qualidade da água superficial; (iv) mapeamento das macrófitas no reservatório; (v) programas relativos às Unidades de Conservação, encaminhando documento comprobatório de aquisição das áreas das Unidades de Conservação e

da situação atualizada; (vi) implantação do Programa de Recuperação de Áreas Degradadas; (vii) programa de avaliação do comportamento sedimentológico para a fase de enchimento do reservatório nas cotas 253 metros e 257/259 metros; (viii) análise e verificação dos efeitos da elevação do lençol freático, como resultado do enchimento do reservatório na cota 257/259 metros; (ix) implementação do banco de germoplasma; (x) monitoramento da ictiofauna, com relatórios anuais, identificando as espécies que estão conseguindo transpor o barramento, estimando as quantidades anuais, em número e em biomassa, através da amostragem nos períodos da piracema e identificando, ainda, os locais de desova e reprodução, bem como dos possíveis habitats das espécies de maior significância da região, além de monitoramento de ovos e larvas; (xi) avaliação da eficiência dos sistemas da transposição, apresentando relatórios; (xii) programa de educação ambiental, devendo intensificar as ações previstas em todos os reassentamentos urbanos e rurais, principalmente quanto à coibição à caça em áreas destinadas à realocação de fauna; (xiii) programa de comunicação social, devendo incluir a conscientização para o controle de fontes poluidoras no lago, destacando os prejuízos para a saúde humana e a qualidade das águas; (xiv) construção dos pontos de embarque e desembarque ao longo do reservatório, conforme mapa aprovado pela comunidade pesqueira e IBAMA, sendo proibida a construção dos mesmos em rios tributários; (xv) construção das áreas de lazer nos municípios de Anaurilândia e Três Lagoas, no Estado do Mato Grosso do Sul e Panorama, no Estado de São Paulo; (xvi) formação de estoques de argila do programa de reinserção produtiva do setor cerâmico-oleiro; (xvii) programa de valorização da memória regional; e (xviii) programa de resgate arqueológico.

As demais condições da licença consistem em (i) implantar pontos de coleta permanentes para monitoramento das áreas críticas indicadas no diagnóstico do Programa de Controle da Poluição da bacia, encaminhando relatórios anuais; (ii) apresentar, no prazo de 60 dias, relatório de avaliação preliminar dos impactos identificados no trecho a jusante da barragem, solicitada do Âmbito do Programa de Monitoramento da Estabilidade das Encostas Marginais; (iii) implementar ações para transformar a Fazenda Cisipina em Unidade de Conservação; (iv) apresentar mapeamento da nova faixa de preservação permanente no entorno do reservatório; (v) apresentar resultados do projeto de manejo da avifauna no rio do Peixe; (vi) apresentar, no prazo de 30 dias, os convênios firmados para todos os Projetos Específicos que foram mencionados nos estudos ambientais, no que tange aos monitoramentos da fauna, visando, ainda, atender a fauna realocada na Fazenda Cisipina a áreas de entorno; (vii) apresentar, no prazo de 30 dias, relatório de andamento do estágio de elaboração do Plano Diretor do Reservatório conforme Termo de Referência, contemplando, no âmbito do Zoneamento Econômico-Ecológico, as atividades de peso profissional e amadora; (viii) apresentar, no prazo de 60 dias, em conjunto com a FUNAI – Fundação Nacional do Índio, proposta para melhoria da qualidade de vida da comunidade Ofayé-Xavante, como substitutivo da cláusula pendente, do convênio firmado no Programa de Relocação da Comunidade Indígena; (ix) reavaliar o peixamento que vem sendo realizado, tendo em vista não se ter, ainda, informações suficientes a respeito das espécies que existem hoje no reservatório e daquelas que devem permanecer no lago; (x) prever Plano de Manejo para todas as espécies relocadas e aquelas que se encontram em situações susceptíveis à pressão de caça; (xi) retornar imediatamente com todos os programas de monitoramento da fauna relocada na Fazenda Cisipina e nas outras fazendas de entorno, que foram paralisados; e (xii) implementar as ações previstas no Termo de Ajustamento de Conduta – TAC, celebrado entre o Ministério Público Federal, a CESP e o IBAMA em 23 de outubro de 1998.

Informações Sobre Marcas e Patentes

A CESP mantém registro das seguintes marcas e patentes junto ao Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI):

Marcas

CESP – CIA. ENERGÉTICA DE SÃO PAULO

Processo INPI nº 790.009.374 – Marca Mista

Registrada na classe 37 (35/40)

Validade até 20 de julho de 2002. A prorrogação do registro foi solicitada em maio de 2002.

Patentes

DISPOSITIVO PARA AUXÍLIO NA ESCALADA DE ESTRUTURA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Processo INPI nº 9.806.332-4

Situação atual: Aguardando patente

PLATAFORMA PARA EXECUÇÃO DE SERVIÇOS EM PÓRTICOS DE SUBESTAÇÕES

Processo INPI nº 9.803.097-3

Situação atual: Aguardando patente

PENDÊNCIAS JUDICIAIS



PENDÊNCIAS JUDICIAIS

Processo de Desapropriação

Embora a CESP receba concessões do Governo Federal para construir projetos hidrelétricos, ela não recebe a propriedade do terreno referente aos projetos. As áreas necessárias para a implantação de projetos da CESP são desapropriadas de acordo com a legislação específica. A CESP, de um modo geral, negocia com as comunidades e os proprietários individuais que ocupam o terreno a ser afetado para assentá-los em outro local, indenizando os proprietários. A política de indenização da CESP tem resultado em acordos nas ações de desapropriação. Em 31 de março de 2002, as indenizações com relação a imóveis desapropriados eram estimadas em aproximadamente R\$ 417 milhões, relativas a 1.125 ações judiciais, dos quais R\$ 107 milhões referem-se a processos em fase de execução, que devem ser reembolsados nos próximos dois anos.

Pendências Judiciais

A CESP está envolvida em diversas ações judiciais com valores significativos, incluindo ações relativas a danos por impacto ambiental, reivindicações trabalhistas, impostos e encargos, proposta de privatização da Companhia, dentre outros.

Ação Judicial da Paulipetro

A CESP e o IPT foram membros de um consórcio denominado Paulipetro, organizado com o patrocínio do Governo do Estado de São Paulo no ano de 1979, que visava à prestação de serviços de pesquisa e exploração de petróleo à Petrobrás, bem como atividades afins na Bacia do Rio Paraná. Em 1983, o Governo do Estado de São Paulo declarou a nulidade do Paulipetro, encerrando o mesmo. Tal fato acarretou a rescisão unilateral de todos os contratos de prestação de serviços então existentes, celebrados principalmente com construtoras que prestavam serviços a este consórcio.

Foram intentadas doze ações judiciais contra a CESP e o IPT (que, nos termos do consórcio, são responsáveis solidários), pleiteando a condenação do Paulipetro e, em alguns casos, da Fazenda do Estado de São Paulo, ao pagamento dos valores referentes aos serviços de horas-extras prestados pelas construtoras ao Paulipetro, bem como pelas perdas e danos incorridos em vista da rescisão do Paulipetro.

Um dos processos foi declarado extinto em novembro do ano 2000, tendo a CESP indenizado o autor em R\$ 116,3 milhões, valor este que será reembolsado à CESP pelo Governo do Estado em 120 parcelas mensais a contar de 1º de dezembro de 2000. A CESP havia realizado depósitos judiciais no montante de R\$ 662 milhões e, após o pagamento de honorários judiciais e impostos sobre os juros relacionados aos depósitos judiciais, a CESP levantou R\$ 515 milhões e pagou aproximadamente R\$ 14 milhões de honorários judiciais, ingressando em seu caixa com os restantes R\$ 501 milhões.

Há ainda uma ação popular em curso na Justiça Estadual do Rio de Janeiro, em que os réus são o governador do Estado de São Paulo à época, dois secretários estaduais, a Petrobrás e o consórcio Paulipetro, requerendo a anulação de todos os contratos celebrados pelo consórcio Paulipetro. A decisão final ainda está pendente, mas há uma decisão interlocutória do Superior Tribunal de Justiça sendo executada, que implica no pagamento de US\$250 milhões. Nesta ação, os responsáveis pelo pagamento da referida quantia seriam o Governador do Estado de São Paulo na época e dois secretários de seu governo. A CESP, por ser uma das partes prejudicadas, pode ser reembolsada dos valores despendidos.

Questões Trabalhistas

Em 31 de março de 2002, a CESP era ré em 1.794 ações trabalhistas, das quais 1.747 eram individuais e 47 coletivas. Tais ações envolvem o pagamento de aproximadamente R\$ 257 milhões. A CESP registrou uma provisão adicional para tais obrigações no montante de R\$ 24,7 milhões e mantém o valor de R\$ 8,5 milhões em depósitos judiciais para eventuais perdas. A Companhia acredita, com base no histórico de tais ações, que poderá ser obrigada a pagar até R\$ 55 milhões em consequência de tais processos trabalhistas.

Uma das ações coletivas é movida por sindicatos, requerendo o pagamento de adicional de periculosidade em horas extras, bônus anual e outros adicionais no salário, sendo que a Companhia já perdeu em duas instâncias. O valor aproximado da causa é de R\$ 13 milhões. A Companhia acredita haver grande possibilidade de perder essa ação, tendo provisionado cerca de R\$ 11,3 milhões para o caso de ocorrer a perda da ação.

A CESP também enfrenta uma ação movida por um sindicato requerendo reajuste de 52,48% a 60,12% nos salários pagos desde outubro de 1994 pela CESP aos empregados filiados àquele sindicato. A CESP venceu em primeira instância, alegando que o ajuste não deveria ser aplicado, com base na interpretação de uma cláusula do acordo coletivo. O sindicato apelou para o Tribunal Regional do Trabalho e perdeu. No entanto, esta decisão não é final. A Companhia acredita que ganhará esta demanda e, portanto, não provisionou nenhum valor para perda.

Outra ação contra a CESP é movida pelos sindicatos da cidade de São Paulo que representam os empregados da CESP, requerendo o pagamento, a todos os empregados da Companhia, de uma correção de 17,28% referente a 10 parcelas indenizatórias oriundas de um acordo judicial. A CESP realizou tal pagamento sem o referido ajuste. No entanto, a Companhia tem obtido decisões favoráveis na maior parte das ações, pois os tribunais têm entendido que os empregados devem receber apenas os valores estipulados nos acordos, sem o reajuste pretendido. O valor envolvido em tal demanda é de aproximadamente R\$ 106 milhões. Contudo, a Companhia acredita que a possibilidade de perda é remota e, portanto, não mantém provisão para tal valor.

A CESP também é ré em uma ação judicial movida por outro sindicato, o qual alega que a CESP não aplicou corretamente a Unidade Real de Valor - URV em um pagamento de bônus. Em primeira instância, prevaleceu o entendimento de que o sindicato não teria legitimidade para intentar tal demanda no lugar dos empregados. A CESP acredita que em instância superior, tal decisão seja mantida baseada na jurisprudência que tem prevalecido nos tribunais. O sindicato pode apelar para o Superior Tribunal do Trabalho, que ainda não tem um entendimento definido

sobre esta matéria. O valor aproximado envolvendo tal demanda é R\$ 8,4 milhões. A Companhia não provisionou qualquer valor para o caso, por não acreditar que possa ser condenada em tal demanda.

Litígios Ambientais

A CESP tem procurado cumprir toda a regulamentação ambiental a que está submetida, comprometendo-se com medidas ambientais, bem como seguindo uma política para evitar possíveis medidas judiciais ou autuações por infrações ambientais.

Em 2001 a CESP não causou qualquer acidente ecológico ou foi obrigada a qualquer tipo de paralisação em suas atividades. A CESP recebeu algumas notificações com recomendações de medidas que devem ser implementadas pela Companhia e foi autuada por algumas infrações ambientais.

A promotoria pública do Estado do Mato Grosso do Sul pleiteava indenização pela perda de áreas produtivas de determinadas cidades e do próprio Estado, por conta do enchimento do reservatório de Porto Primavera, assim como o reconhecimento, pela CESP, da responsabilidade por danos ambientais. O Estado requeria o recebimento de metade das receitas da hidrelétrica, em um valor total de aproximadamente R\$ 3,681 milhões, a título de indenização por danos supostamente causados pela inundação de terras no Estado. Esta ação foi encerrada com um acordo de mudança na conduta com relação ao pagamento de indenizações por dano ambiental e sócio-econômico, pelo montante de R\$ 42 milhões, com o intuito de preparar a Companhia para o processo de privatização.

A promotoria pública dos Estados do Mato Grosso do Sul e São Paulo, em conjunto com vários municípios, propuseram 21 ações civis públicas contra a CESP, reivindicando indenização e compensação de danos ambientais nas obras de construção da Usina Porto Primavera. Sentenças desfavoráveis à CESP foram proferidas nessas ações, mas a CESP fez acordos judiciais em cada uma delas, pelos quais a CESP obriga-se a pagar indenizações e a realizar obras. Foram celebrados acordos envolvendo aproximadamente R\$ 400 milhões em dezembro de 2000 e, em dezembro de 2001, a CESP já havia cumprido 80% dos mesmos.

A Companhia também foi processada pela Promotoria Pública do Estado de São Paulo em relação ao projeto da Usina Três Irmãos. Tais ações reivindicam o cumprimento de obrigações de fazer com relação a sistemas de águas e esgotos em um município do Estado de São Paulo. Sentenças desfavoráveis à CESP foram proferidas nessas ações, mas a CESP fez acordos judiciais no valor global de aproximadamente R\$ 13 milhões, em outubro de 1999, sendo que em dezembro de 2001 cerca de 80% já haviam sido cumpridos.

Em vista de uma ação proposta por alguns procuradores do Estado do Mato Grosso do Sul, em 5 de fevereiro de 2001, foi determinado por um tribunal daquele Estado, que a CESP condicionasse o enchimento do reservatório de Porto Primavera, mediante a demonstração de que a Companhia havia cumprido todas as condições impostas pelo IBAMA na respectiva licença de operação. Essa ação foi considerada inepta por causa da licença concedida pelo IBAMA para encher o reservatório até a cota de 257 metros acima do nível do mar.

Existem cerca de 58 ações cíveis movidas por aproximadamente 600 pescadores da região de Porto Primavera, requerendo indenizações por perdas e danos decorrentes das medidas tomadas pela Companhia para a formação do reservatório. O valor estimado é de aproximadamente R\$ 219 milhões e a CESP acredita que cerca de 40% dos processos serão julgados a favor dos requerentes, mas não tomou ainda qualquer medida para provisionar valores para perdas, uma vez que tais ações encontram-se em estágio inicial.

O Município de Pereira Barreto tentou quatro ações civis públicas contra a CESP, requerendo a compensação de impactos ambientais resultantes da instalação da Usina Três Irmãos e do Canal Pereira Barreto. A Companhia estima que o valor envolvido em tais ações seja de aproximadamente R\$ 30 milhões, mas ainda não contabilizou provisão, uma vez que as mesmas estão em estágio inicial.

Portarias DNAEE n.ºs 38 e 45

A CESP está envolvida em 237 ações propostas, principalmente, por consumidores industriais, objetivando a restituição dos valores que estes entendem haver pago a maior, em virtude da majoração de tarifas promovida pelas Portarias DNAEE n.º 38, de 28 de fevereiro de 1986 e n.º 45, de 4 de março de 1986. Os requerentes alegam que as tarifas foram ilegalmente aumentadas uma vez que naquela época todas as tarifas estavam congeladas pelo denominado Plano Cruzado, implementado pelo Governo Federal. O valor total envolvido nessas ações era, em 31 de março de 2002, de aproximadamente R\$ 38 milhões. Em virtude da dificuldade de definir e provar as tarifas exatas cobradas pela CESP em 1986, a Companhia acredita que a maioria desses processos serão julgados improcedentes. Em março de 2002, a Companhia mantinha provisão de R\$ 13,2 milhões para eventuais perdas.

Programa de Recuperação Fiscal - REFIS

Em dezembro de 1999 o Governo Federal criou o REFIS, um programa de recuperação que permitiu o pagamento parcelado de certos débitos fiscais. Os débitos incluídos nesse programa vêm sendo amortizados mensalmente e o número e valor exatos de cada parcela variam de acordo com a capacidade de contribuição de cada empresa.

A CESP aderiu ao REFIS em abril de 2000, tendo declarado todos os seus débitos de tributos e contribuições sociais à SRF e ao INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC para TJLP), foram fatores determinantes para a adesão ao Programa. Para garantir o pagamento de seus débitos, a CESP indicou bens imóveis no valor total de R\$ 6,7 milhões, não vinculados à geração de energia. O montante da dívida em março de 2002 era de aproximadamente R\$ 275 milhões.

Litígios Tributários

A CESP é parte em 210 ações judiciais que envolvem questões tributárias, incluindo a que discute a constitucionalidade da cobrança da RGR abaixo destacada, no valor de R\$ 37 milhões. As demais ações referem-se, em grande parte, a impostos territoriais, sendo que o valor global dessas ações é R\$ 2 milhões.

RGR

A CESP e outros membros do Sindicato da Indústria de Energia Elétrica do Estado de São Paulo estão discutindo em ação judicial, a constitucionalidade da cobrança da RGR. Em primeira instância, a ação foi julgada improcedente e as partes foram condenadas a pagar custas judiciais e honorários advocatícios. A CESP é responsável pelo pagamento de R\$ 37 milhões. O Sindicato da Indústria de Energia Elétrica do Estado de São Paulo tem mantido negociação com o Governo Federal, para não pagar tais honorários. O processo encontra-se atualmente em fase de apelação, e aguarda manifestação do TRF da 3ª Região relativamente ao agravo de instrumento visando alterar o valor da causa, que se acatado, será alterado para R\$ 10 mil.

COFINS

A CESP recolheu normalmente os valores devidos a título de COFINS, à alíquota de 3% sobre seu faturamento desde julho de 1999. Entretanto, a Companhia obteve liminar da Justiça Federal de São Paulo para o não recolhimento de COFINS sobre as receitas financeiras e não operacionais, valores que estão sendo provisionados acrescidos dos encargos moratórios aplicáveis. Em 31 de março de 2002, o valor da contingência atingia R\$ 106,2 milhões.

Processos Relacionados ao INSS

A CESP foi requerida pelo INSS a pagar contribuições previdenciárias no valor total de R\$ 137 milhões. No entanto, tais contribuições foram incluídas no REFIS.

Em outro processo, o INSS intentou ação judicial contra a Companhia para a cobrança de contribuições previdenciárias supostamente devidas sobre pagamentos efetuados pela CESP a seus empregados, no período de 1991 a 1998, a título de prêmio aposentadoria. Nesse período, as contribuições eram impostas a uma taxa de 20%. A CESP alega que tal cobrança é indevida, porque o prêmio aposentadoria somente foi pago aos empregados que aderiram ao programa de demissão incentivada, o qual tem caráter indenizatório e, portanto, não deve estar sujeito à incidência de contribuições previdenciárias. Uma decisão final referente a tal demanda ainda está pendente em procedimento administrativo, após um resultado positivo para a CESP em primeira e segunda instâncias. O valor envolvido é de R\$ 49,3 milhões. A CESP não efetuou provisão para esta contingência.

Ação de Indenização da Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A.

Em dezembro de 2000, foi ajuizada contra a CESP, ação movida pela Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. com o objetivo de obrigar o pagamento de indenização por perdas e danos pela ociosidade de equipamentos e mão-de-obra na Usina Porto Primavera, cujo valor envolvido, em 31 de março de 2002, correspondia a R\$ 340 milhões. A CESP protocolou recentemente sua resposta à reivindicação e não pode prever um resultado para tal questão.

Privatização e Questões Relacionadas

Foram propostas 6 ações contra a CESP, tanto no Estado do Mato Grosso do Sul, quanto no Estado de São Paulo, reivindicando a paralização do processo de privatização e outras questões relacionadas. Três liminares desfavoráveis à CESP, suspendendo a privatização, foram concedidas, mas a CESP acredita que as chances de obter êxito nessas ações, bem como em todas as outras ações que questionam qualquer procedimento relativo ao processo de privatização ou de cisão, são grandes. Uma das ações já foi julgada improcedente uma vez que o leilão havia sido cancelado por não haver interessados e, portanto, a ação perdeu a relevância. Na decisão foi ainda observado o fato de o projeto da usina Porto Primavera ser de grande relevância para a o sistema elétrico nacional e a licença operacional conferida pelo Governo Federal não poder ser analisada em instância judicial por ser restrita ao poder discricionário do Governo Federal.

A CESP está envolvida em 28 ações populares que visam o impedimento da privatização da Companhia, bem como 18 ações judiciais questionando a cisão da CESP.

Outros Litígios

A Companhia não tem conhecimento de seu envolvimento em qualquer litígio ou processo de arbitragem ou administrativo em relação a reivindicações ou valores substanciais, além daqueles acima descritos. A CESP é, contudo, parte em certas ações judiciais e processos administrativos em vários tribunais e órgãos governamentais, resultantes do curso normal dos negócios envolvendo questões ambientais, de desapropriação, trabalhistas e outras. A Companhia acredita que, em última análise, o resultado de tais processos não exercerá um efeito adverso substancial sobre sua situação financeira ou sobre os resultados de suas operações, porém não pode garantir que tais disputas não terão reflexos negativos futuramente.

ADMINISTRAÇÃO



ADMINISTRAÇÃO

A Emissora é administrada por um Conselho de Administração, formado atualmente por quinze membros, e por uma Diretoria, composta atualmente por seis membros.

Conselho de Administração

O Estatuto Social da CESP prevê que seu Conselho de Administração terá dezesseis membros. Os membros do Conselho de Administração são eleitos pela Assembléia Geral Ordinária de Acionistas, com mandato de três anos, permitida a reeleição. Os membros do Conselho de Administração devem ser necessariamente acionistas da Emissora e dentre suas obrigações incluem-se a definição da orientação geral dos negócios da Emissora, a eleição dos diretores e a supervisão da administração. O Conselho de Administração é formado atualmente pelos seguintes membros efetivos, com mandato até a Assembléia Geral Ordinária a ser realizada em 2005:

Nome	Cargo
Mauro Guilherme Jardim Arce	Presidente
Ruy Martins Altenfelder Silva	Vice-Presidente
Carlos Pedro Jens	Conselheiro
Fernando Carvalho Braga	Conselheiro
Fernando José Tenório Acosta	Conselheiro
Gustavo Adolfo Funcia Murgel	Conselheiro
Gustavo de Sá e Silva	Conselheiro
Lúcia Maria Dal Medico	Conselheiro
Luiz de Freitas Bueno	Conselheiro
Miguel Carlos Fontoura da Silva Kozma	Conselheiro
Miguel João Jorge Filho	Conselheiro
Nelson Vieira Barreira	Conselheiro
Nereu Ramos Neto	Conselheiro
Norberto de Franco Medeiros	Conselheiro
Sílvio Aleixo	Conselheiro

Diretoria

Os diretores são responsáveis pela execução de todos os atos necessários ao funcionamento regular da Emissora. A Diretoria é composta atualmente por seis diretores eleitos pelo Conselho de Administração para um mandato de três anos.

O quadro abaixo indica os diretores atuais da Emissora:

Nome	Cargo
Guilherme Augusto Cirne de Toledo	Diretor-Presidente
Vicente K. Okazaki	Diretor-Financeiro e de Relações com Investidores
Reinaldo José Rodriguez de Campos	Diretor-Administrativo
Iramir Barba Pacheco	Diretor de Planejamento, Engenharia e Construção
Silvio Roberto Areco Gomes	Diretor de Geração e Transmissão
Daniel Salati Marcondes	Diretor de Meio Ambiente

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é um órgão previsto na Lei das Sociedades por Ações, que tem por escopo a fiscalização dos administradores e a prestação de informações à assembléia geral de acionistas, podendo ter funcionamento permanente ou ser instalado, a pedido dos acionistas, em qualquer assembléia geral ordinária. A Emissora possui Conselho Fiscal com funcionamento permanente, composto por cinco membros efetivos e cinco suplentes, eleitos na assembléia geral ordinária anual dos acionistas para mandatos de um ano, passíveis de reeleição.

Os membros do Conselho Fiscal são:

Nome	Cargo
Raimundo Francisco Alencar de Melo	Conselheiro
Fernando Janotti Moreira	Conselheiro
Pedro de Carvalho	Conselheiro
José Antonio Xavier	Conselheiro
Reginaldo Antônio Ribeiro	Conselheiro
Antônio Carlos Figueiredo	Suplente
Maria de Fátima Alves Ferreira	Suplente
José Eduardo Pessini	Suplente
Wilson Luiz Matar	Suplente
Tatiana Malamud	Suplente

A Companhia conta, ainda, com os seguintes órgãos consultivos: um Conselho Técnico Operacional e um Conselho Consultivo.

Experiência Profissional e Formação Acadêmica dos Conselheiros e Diretores da Emissora

Consta abaixo breve resumo do currículo dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Emissora.

Mauro Guilherme Jardim Arce

Ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração desde janeiro de 2002. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Mackenzie, com pós graduação em Engenharia de Sistemas Elétricos na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e mestrado em “Power Engeneering” no Renssealer Polytechnic Institute – Troy, nos Estados Unidos. Foi Engenheiro da Indústria Villares S.A. no período compreendido entre 1964 e 1967. Atuou na CESP, entre 1967 e 1998, tendo sido Diretor de Geração e Transmissão entre janeiro de 1995 e fevereiro de 1998. Foi Secretário Adjunto da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo de fevereiro de 1998 a agosto de 1998, quando passou a responder pela Secretaria, tendo tomado posse em fevereiro de 1999, permanecendo nele até o momento. Desde janeiro de 2002, com a fusão das Secretarias de Energia e de Recursos Hídricos, Saneamento e Obras do Estado de São Paulo, responde pelas duas atividades.

Ruy Martins Altenfelder Silva

É bacharel em Ciências Jurídicas e Sociais pela Faculdade Paulista de Direito da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo e possui especialização em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV. Atuou como jornalista especializado em Direito no período compreendido entre 1957 e 1976. Foi membro do Gabinete do Secretário de Justiça do Estado de São Paulo nos anos de 1965 e 1966 e Diretor da S/A Moinho Santista Indústrias Gerais de 1974 a 1991. Foi Conselheiro da Fundação Moinho Santista, Diretor do Instituto Roberto Simonsen, Diretor Financeiro da FIESP/CIESP de 1992 a 1995 e Diretor do Instituto de Desenvolvimento e Organização do Trabalho.

Carlos Pedro Jens

Formado em Engenharia Civil pela Universidade Mackenzie, com pós-graduação em Administração de Empresas pela Escola Superior de Administração de Negócios – ESAN. Iniciou profissionalmente como Engenheiro na Prefeitura Municipal de Osasco no período compreendido entre 1965 e 1967. Foi Diretor Técnico da Etesco S.A. de 1967 a 1982, professor da Fundação Armando Álvares Penteado - FAAP na cadeira de Saneamento de 1976 a 1980, Diretor Técnico da I.V.G. Construtora Ltda. de 1970 a 1985, Consultor da IESA – Internacional de Engenharia S.A. entre 1983 e 1985, Diretor de Planejamento do BNH – Banco Nacional da Habitação de 1985 a 1986, Diretor de Engenharia da Eletropaulo de 1987 a 1988 e Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologia na CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental de 1991 a 1993.

Fernando Carvalho Braga

Formado em Economia pela Universidade Mackenzie, possui cursos de Mercados Futuros pela Pace University em New York e Informática pela Fundação Getúlio Vargas - FGV. Atuou profissionalmente como Operador de Open Market, Gerente de Departamento Técnico e Diretor Administrativo e Financeiro em diversas corretoras e distribuidoras de valores. É Secretário Executivo do PED, Assessor Especial de Privatizações da Secretaria de

Economia e Planejamento e Consultor Técnico da Fundação SEADE. Atua como Conselheiro nas seguintes companhias e órgãos: Nossa Caixa, Conselho do Patrimônio Imobiliário do Estado, CERET, Drogasil, CTEEP, EMAE, Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP e Companhia Paulista de Trens Metropolitanos.

Fernando José Tenório Acosta

Formado em Direito pela Faculdades Integradas de Guarulhos e técnico em eletrotécnica pela Escola Técnica Federal de São Paulo. Participou da implantação dos Registradores de Perturbação no projeto Gisel, implantação das mediações de fronteira em conjunto com as empresas Eletropaulo e Bandeirante. Foi representante do CRE na Eletropaulo, membro do Comitê Gestor da Fundação CESP e da Diretoria do Sinergia Central Única dos Trabalhadores - CUT.

Gustavo Adolfo Funcia Murgel

É Vice Presidente Executivo do Grupo Santander Banespa no Brasil, responsável pelo Banco de Atacado, englobando área de Corporate Bank, Tesouraria, Gestão de Recursos, Corretora e Corporate Finance. Trabalha no Santander desde 1990, fazendo parte da equipe que iniciou as atividades do Santander Investment Bank no Brasil; responsável por mercado de capitais. De 1996 a 1999, foi tesoureiro do grupo Santander Brasil. Antes de juntar-se ao Santander, no período de 1988 a 1990, trabalhou no NMB Bank Brasil (atual ING Group) como diretor Corporate Finance responsável pela tesouraria, produtos de clientes corporate. De 1985 a 1988, trabalhou no Banco Crefisul (Citicorp Brazilian join-venture) na área de mercado de capitais.

Gustavo de Sá e Silva

É bacharel em Ciências Econômicas pela Faculdade de Ciências Econômicas de São Paulo da Fundação Armando Álvares Penteado - FAAP, mestre em Administração de Empresas pela Michigan State University e cursou o International Teachers Program - ITP na Graduate School of Business Administration da Harvard University. Foi Professor Titular Fundador da Escola de Administração de Empresas da Fundação Getúlio Vargas - FGV no período compreendido entre 1954 e 1994 e Diretor por mais de 10 anos. Foi também Diretor Presidente da PRODESP entre 1970 e 1971, Diretor Financeiro do Grupo Pão de Açúcar de 1971 a 1976, Diretor Presidente do Instituto de Estudos e Coletas de Dados do então Grupo Listas Telefônicas Brasileiras de 1975 a 1977, Vice-presidente de Administração e Finanças da Swift-Armour do Brasil entre 1977 e 1981, Diretor Presidente da Marketing, Pesquisa, Comunicação S/C Ltda. de 1981 a 1984, Diretor Econômico Financeiro em 1983 e Presidente de 1984 a 1987 do BADESP e Membro do Conselho Orientador da Unidade de Gestão Estratégica do Governo do Estado de São Paulo em 1995.

Lucia Maria Dal Medico

Exerceu funções de natureza administrativa em empresas privadas no período compreendido entre 1963 e 1971. Atuou como Coordenadora Administrativa da Gerência de Operações e Coordenadora da Área de Atendimento ao Usuário na Metrô de 1971 a 1977. Prestou Consultoria em Projetos e foi Gerente de Recursos Humanos da Ductor Implantação de Projetos S/A entre 1977 e 1985. Foi Gerente de Projetos Especiais na área comercial do jornal do O Estado de São Paulo entre 1986 e 1989. Entre 1989 e 1994, atuou como empresária do ramo de consultoria em Organização Empresarial e Recursos Humanos e em 1995 foi nomeada Assessora Especial do Governador do Estado de São Paulo.

Luiz de Freitas Bueno

É formado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mackenzie, fez pós-graduação em Estatística Econômica pela Escola de Sociologia e Política de São Paulo, Doutorado em Ciências Econômicas e Livre Docente ambos pela Universidade do Rio Grande do Sul. Foi Professor Catedrático de Estatística Econômica e de Econometria da Faculdade de Ciências Econômicas e Administrativa da Universidade de São Paulo em 1959 e Professor Emérito da Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo em 1989. Dedicou suas atividades profissionais, basicamente, no âmbito do ensino, desde 1937, na área de ciências exatas, realizando, também, diversas palestras, seminários, conferências e cursos de aperfeiçoamento, entre outras atividades. Participou de inúmeras comissões, foi diretor em diversas instituições, superintendente, representante do governo de São Paulo e 1º Vice-presidente de Comissão Interestadual da Bacia Paraná-Uruguaí. Exerceu a Presidência da PRODESP por dois períodos (de 1972 a 1975 e de 1979 a 1983), foi Membro do Conselho Federal de Educação, de 1971 a 1976, com inúmeros trabalhos, artigos e livros publicados desde 1943.

Miguel Carlos Fontoura da Silva Kozma

Engenheiro Agrônomo pela Universidade do Rio Grande do Sul, em 1964, tendo realizado viagens de estudo por diversos países. Iniciou sua carreira profissional em 1965 como Engenheiro Agrônomo na COMEPA-SP, Companhia Melhoramentos de Paraibuna, tendo ascendido à posição de Chefe do Setor de Avaliações e, posteriormente, Chefe do Departamento de Aquisição de Imóveis da mesma empresa em 1965 e 1966, respectivamente. Na CESP, atuou como Chefe do Setor de Cadastro e Avaliações entre 1967 e 1976, Gerente do Departamento de Avaliações e Cadastramento entre 1977 e 1983, Diretor Administrativo entre 1983 e 1985 e Vice-presidente Executivo em 1984 e 1985. Foi Secretário de Estado da Secretaria Executiva de Assuntos Fundiários do Estado de São Paulo em 1986 e 1987 e Diretor da PARCON – Participações, Representações, Consultoria e Comércio Ltda. entre 1992 e 1994. Participou de diversos seminários e congressos de âmbito nacional e internacional, relativos ao meio ambiente, avaliações, eficácia empresarial e outros. Possui diversos trabalhos publicados versando sobre os temas citados, bem como estudos e projetos afetos.

Miguel João Jorge Filho

Foi Diretor de Redação de “O Estado de S. Paulo” no período compreendido entre 1977 e 1987, Diretor de Comunicação Social da Autolatina Brasil S.A. entre 1987 e 1989, Vice-presidente de Assuntos Corporativos da Autolatina Brasil S.A. de 1989 a 1995. Foi Vice-presidente de Recursos Humanos e Assuntos Corporativos da Volkswagen do Brasil de 1995 a 1998 e, desde então, até o ano 2000, Vice-presidente de Assuntos Corporativos de Negócios Jurídicos daquela companhia. Foi Chefe do Departamento de Comunicação Social do Projeto Rondon de 1970 a 1972, Diretor e Editor da revista Duas Rodas Motociclismo entre 1975 e 1977, Diretor-sócio do Jornal da Cidade de Campinas em 1969, Diretor Editorial da Editora CQ Ltda. de 1974 a 1977, Redator da Folha de S.Paulo de 1968 a 1969, Diretor-sócio da Notícia Serviços Editoriais de 1984 a 1989. Foi Professor de Jornalismo Informativo da Faculdade de Comunicações da Universidade Paulista de 1974 a 1977 e Diretor do Departamento de Jornalismo da Faculdade de Comunicações da Universidade Paulista entre 1976 e 1977. Participou do Conselho da Associação Brasileira de Imprensa, Associação Brasileira de Comunicação Empresarial, Centro de Integração Empresa-Escola, Conselho Municipal de Cultura da Cidade de São Paulo, Conselho Consultivo do Teatro Municipal da Cidade do Rio de Janeiro, Conselho do Teatro Municipal de São Paulo, Conselho Editorial da Revista “Meio e Mensagem”, Conselho Editorial do Grupo “O Estado de São Paulo” e do Conselho Curador da Fundação Padre Anchieta – TV Cultura.

Nelson Vieira Barreira

É formado em Engenharia Industrial pela Universidade Mackenzie, Economista pela Faculdade de Economia São Luiz e pós-graduado em Administração pela Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo. Participou em diversas atividades como coordenador, membro convidado, diretor tesoureiro, delegado em comissões, associações, missões e conferências voltadas basicamente ao setor de energia elétrica, destacando-se, entre elas, a de Presidente da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica, Diretor da FIESP/CIESP e do Sindicato da Indústria de Energia Elétrica do Estado de São Paulo.

Nereu Ramos Neto

É bacharel em Ciências Econômicas pela Faculdade Nacional de Ciências Econômicas, atual Federal do Rio de Janeiro. É Diretor e Sócio da Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. desde 1999. Foi Diretor de Recursos Humanos da Telesp entre 1995 e 1998, Diretor da Econômico S.A. – Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários entre 1983 e 1994 e Gerente Geral de 1981 a 1983. Foi Supervisor de Acompanhamento de Mercado de Capitais e Chefe do Gabinete da Presidência da CVM de 1978 a 1981 e Operador de Open-Market e Gerente de Operações com Clientes da COTIBRA – Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários de 1976 a 1978. Foi Gerente de Operações de Renda Variável e Administrador dos Fundos Mútuo de Ações e Fiscal da Gefisa S.A. – Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários de 1973 a 1975, Analista de Investimentos da Alexandre Dale – Corretora de Valores Mobiliários S.A. entre 1971 e 1973 e Assessor da Chefia do Escritório Regional do Rio de Janeiro da Superintendência de Desenvolvimento da Região Sul – SUDESUL entre 1969 e 1970.

Norberto de Franco Medeiros

Formado em Engenharia Elétrica pela ENEU Brasil com pós-graduação em Engenharia Econômica na mesma instituição, Project Evaluation AID, General P. Evaluation-World Bank Washington e Escola Superior de Guerra. Como principais atividades profissionais, além de consultorias diversas e Conselheiro de Administração, foi Engenheiro do BNDES, Coordenador do IEPA no Setor de Energia, Diretor Econômico-Financeiro da Eletrobrás, Diretor de Finanças e Presidente do Conselho de Administração da Light, Secretário de Estado de Minas e Energia do Rio de Janeiro, Diretor Financeiro de Furnas e Diretor de Gestão Empresarial da Nuclen.

Sílvia Aleixo

Formado em Engenharia de Operação em Eletrotécnica pela Universidade Mackenzie, em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de São Paulo e pós-graduado em Gestão de Negócios de Energia Elétrica pela USP/FGV. É Engenheiro Especialista da CESP, empresa em que trabalha desde 1977. Atuou como Chefe do Setor de Normas e Especificações do Departamento de Engenharia de 1993 a 1995, Assistente da Diretoria de Distribuição de Energia Elétrica de 1995 a 1997, respondeu em 1998 pela Diretoria de Distribuição de Energia Elétrica e é Assessor da Secretaria de Estado de Energia do Estado de São Paulo.

Guilherme Augusto Cirne de Toledo

Formado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, com pós-graduação em Administração e Finanças pela mesma Fundação e Mestre em Administração pela Universidade de São Paulo. Qualificado nas áreas de Controladoria, Finanças, Administração, Reestruturação de Empresas (como executivo ou consultor), Fusões e Aquisições e Engenharia Financeira e Societária. Iniciou suas atividades profissionais em 1971 como Analista de Projetos, posteriormente, Analista de Investimentos, passando para Gerente de Underwriting, de Planejamento e de Controle e posteriormente exercendo a atividade de Diretor Corporativo de Controle, Novos Negócios, Finanças e Controle da Área Internacional. Na CESP, antes de assumir o cargo de Diretor -Presidente, ocupou o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

Vicente Kazuhiro Okazaki

Formado em Administração de Empresas, com pós-graduação pela Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo. É professor convidado da Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo, Mackenzie e Fundação Armando Álvares Penteado - FAAP. Fez cursos no Japão, França e EUA. Na CESP, desde 1975, já atuou como chefe da Assessoria de Análise Financeira e Mercado de Capitais, Gerente de Divisão de Administração Orçamentária, Gerente do Departamento de Captação de Recursos Financeiros, Assessor da Presidência, Assistente do Diretor Financeiro, Chefe da Coordenadoria Executiva da Presidência, responsável pela Coordenação do “Project Finance” para conclusão da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), Diretor Administrativo e atualmente Diretor Financeiro e de Relações com Investidores. Durante um pequeno período em que esteve fora da Companhia, atuou como Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Presidente da Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. - EPTE.

Reinaldo José Rodriguez de Campos

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Mackenzie, fez curso especial de Administração para Desenvolvimento de Executivos do Setor Elétrico pela USP-Eletróbrás e curso avançado de Aprimoramento Empresarial na FIESP – Instituto Roberto Simonsen/Escola Politécnica-USP. Na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista atuou como Diretor Técnico. Trabalhou na Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica como Consultor e na CESP, como Assessor do Diretor de Operações, Assessor do Vice-presidente Divisional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Assistente do Departamento de Operações, Assessor do Diretor de Produção e Transmissão, Adjunto do Departamento de Transmissão, Chefe da Assessoria de Gestão e Planejamento Setorial da Diretoria de Produção e Transmissão, Assistente da Diretoria de Geração e Transmissão e foi nomeado Diretor Administrativo, cargo que exerce até o momento. Foi membro do Conselho de Administração do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e trabalhou na CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz como Engenheiro do Departamento de Operação/Análise da Operação, Assistente do Superintendente de Geração e Operação e Assistente do Superintendente Geral de Operação.

Iramir Barba Pacheco

Formado em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, fez diversos cursos de pós-graduação na Área de Mecânica de Rocha, Fundações e Mecânica de Solos na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, além do Curso de Construction Administration, organizado pela JICA – Japan International Cooperation Agency no Japão. De 1972 a 1973 atuou como estagiário e engenheiro júnior na Light - Serviços de Eletricidade S.A.. Iniciou suas atividades na CESP em 1973, tendo ocupado os cargos de Engenheiro Civil Júnior, de 1973 a 1975, Engenheiro Civil Sênior, de 1975 a 1979, Chefe do Setor de Projetos Geotécnicos, de 1979 a 1991, Gerente da Divisão de Geotecnia, de 1991 a 1996, Gerente do Departamento de Projetos e Tecnologia, de 1996 a 1997 e Assistente da Diretoria de Planejamento, Engenharia e Construção, desde 1997. Atuou, ainda, como Professor e Assistente da Cadeira de Mecânica dos Solos e Fundações, pela OMEC – Faculdade de Engenharia Civil de Mogi das Cruzes de 1974 a 1977.

Sílvio Roberto Areco Gomes

Formado em Engenharia Elétrica e Mecânica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá, realizou curso de especialização de “Power System Engineering Course” e “EHV Transmission Line Design Course” na GE de New York nos EUA, “Curso Especial de Administração para Desenvolvimento de Executivos do Setor Elétrico Brasileiro” na Fundação Getúlio Vargas - FGV e “Protection Course” na Clark Chapman and Reyrolle Parsons, na Inglaterra. Ingressou na CESP em janeiro de 1968, onde exerceu diversos cargos, tais como Engenheiro Júnior, Engenheiro Sênior, Chefe da Seção de Coordenação da Proteção, Chefe do Setor de Análise do Sistema, Chefe do Departamento de Estudos e Análise da Operação, Gerente da Divisão de Implantação de Sistemas de Supervisão, Responsável pela missão técnica da CESP sediada em Paris, onde participou do desenvolvimento do SSCH, Gerente do Grupo de Implantação do SSCH e Gerente da Coordenadoria do Sistema de Supervisão. Atuou também como Consultor Executivo na TECEX-AP Engenharia Consultiva S/C., de 1994 a 1997, na SEMOG Assessoria e Consultoria Ltda. e como Diretor Financeiro da VLSW Traser Comercial Ltda.

Daniel Antonio Salati Marcondes

É Engenheiro Agrônomo pela Escola de Agricultura “Luiz de Queiróz” – ESALQ-USP, formado em 1966, com diversificação em Silvicultura. Fez mestrado na área de Fitotecnia e Doutorado em Ciências pela Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP. Atuou como professor de cursos de pós-graduação, de Energia, de Horticultura, de Agricultura e de Defesa Fitossanitária na F.C.A.- UNESP-Botucatu e como orientador de teses de Mestrado e Doutorado na Universidade de São Paulo e Universidade Estadual Paulista - UNESP. É consultor do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL E DOS DIVIDENDOS



DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL E DOS DIVIDENDOS

Capital Social

Em 31 de março de 2002, o capital social integralizado da Companhia era de R\$ 2.655.433 mil, dividido em 48.541.652 mil ações ordinárias e 45.156.610 mil ações preferenciais. De acordo com o Estatuto Social da Companhia, o capital social autorizado da CESP é de 101.653.775 mil ações, sendo 52.663.113 mil ordinárias e 48.990.662 mil preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais não possuem direito a voto. No entanto têm (i) prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio, (ii) direito a dividendo prioritário, não cumulativo, de 10% ao ano sobre o capital social representado por ações preferenciais, (iii) direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, e um do Conselho Consultivo e (iv) direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes de correção monetária e da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias.

As ações preferenciais são conversíveis em ações ordinárias e vice-versa, desde que integralizadas, durante períodos específicos, determinados pela administração da Companhia. Cada acionista pode solicitar a conversão de até 3% do capital social. Todavia, o total das conversões não pode exceder 5% do capital social.

Em caso de aumento de capital social, aos acionistas se confere o direito de preferência para subscrição das ações correspondentes ao aumento, na proporção do número das ações possuídas, ressalvados os casos de aumento de capital realizados a fim de atender determinadas disposições legais, especificadas no Estatuto Social.

Local de Negociação

As ações da Emissora são admitidas à negociação na BOVESPA.

Dividendos

Forma de Cálculo

O estatuto social da CESP estabelece que do lucro líquido do exercício, após as deduções do montante para constituição da reserva legal e da reserva prevista no artigo 159 do Decreto Federal 41.019/57, serão distribuídos (i) aos titulares de ações preferenciais, dividendos prioritários mínimos de 10% ao ano, calculados sobre o capital social representado por ações preferenciais e (ii) aos titulares de ações ordinárias, dividendos de até 10% ao ano, calculados sobre o capital social representado por esta espécie de ações.

Havendo saldo remanescente, após realizadas todas as deduções obrigatórias, o mesmo poderá ser distribuído como dividendo extraordinário.

Pagamento dos Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

A Emissora paga os dividendos referentes às suas ações à pessoa que, na data do ato da declaração do dividendo, estiver inscrita como proprietária ou usufrutuária da ação.

Os dividendos das ações em custódia bancária ou em depósito são pagos pela Emissora à instituição financeira depositária, que é responsável pela sua entrega aos titulares das ações depositadas. O dividendo deve ser pago, salvo deliberação em contrário da assembleia geral, no prazo de até 60 dias da data da Assembleia Geral que os declarou.

Histórico dos Pagamentos dos Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

A Emissora realizou distribuições de proventos, conforme demonstra a tabela a seguir:

Natureza	Reunião do Conselho de Administração/ Assembleia Geral Extraordinária	Exercício	Data do Pagamento	Valor (em R\$ milhões)
Juros sobre Capital Próprio	24.08.1998	1998	30.04.1999	161,5
Juros sobre Capital Próprio	24.08.1998	1998	30.04.1999	150,2
Dividendo	27.04.1999	1998	25.06.1999	28,5
Dividendo	27.04.1999	1998	25.06.1999	26,5
Dividendo	05.05.2000	1999	29.09.2000	42,7
Dividendo	05.05.2000	1999	31.10.2000	42,7
Dividendo	05.05.2000	1999	30.11.2000	42,7

Conforme deliberação dos acionistas reunidos em assembleia geral ordinária e extraordinária realizada no dia 29 de abril de 2002, não serão distribuídos dividendos referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001.

PRINCIPAIS ACIONISTAS



PRINCIPAIS ACIONISTAS

Em 31 de março de 2002, o quadro acionário da Emissora apresentava-se da seguinte forma:

Acionistas	Ações		Ações		Total	%
	Ordinárias	%	Preferenciais	%		
Governo do Estado de São Paulo						
e companhias ligadas:						
Secretaria da Fazenda	29.377.531	60,52	6.321.277	14,00	35.698.808	38,10
Nossa Caixa	5.136.117	10,58	7.686.364	17,02	12.822.481	13,69
Metrô	1.323.627	2,73	-	-	1.323.627	1,41
Outros	82.933	0,17	-	-	82.933	0,09
	35.920.208	74,00	14.007.641	31,02	49.927.849	53,29
BANESPA	6.123.203	12,61	12.981.825	28,75	19.105.028	20,39
Outros	6.498.241	13,39	18.167.144	40,23	24.665.385	26,32
Total	48.541.652	100,00	45.156.610	100,00	93.698.262	100,00

Segue abaixo breve caracterização dos principais acionistas da Emissora:

Secretaria da Fazenda

Criada em 1892, a Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda do Estado de São Paulo é um órgão governamental que controla a arrecadação de tributos estaduais bem como as despesas do Estado de São Paulo. As atribuições da Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda estão regulamentadas pelo Decreto n.º 49.900, de 02 de julho de 1968, que estabelece sua responsabilidade político-administrativa nas áreas tributária, financeira e de controle interno do Governo do Estado de São Paulo.

Nossa Caixa

Criada em 1917, a Nossa Caixa é um banco múltiplo que atua basicamente no Estado de São Paulo. Atualmente, é o único banco público do Estado de São Paulo, estando entre as dez maiores instituições financeiras do País. O Governo do Estado de São Paulo, para o qual a Nossa Caixa desempenha o papel de agente financeiro, detém a totalidade de suas ações. Entretanto, encontra-se em fase de estruturação, operação de venda pulverizada de até 49% das ações ordinárias da Nossa Caixa de titularidade do Governo do Estado de São Paulo, operação esta cuja conclusão está prevista ainda para o primeiro semestre de 2002.

Metrô

A Metrô é uma das empresas vinculadas à Secretaria dos Transportes Metropolitanos do Governo do Estado de São Paulo, a qual é responsável pela execução da política estadual de transportes urbanos de passageiros para as regiões metropolitanas do Estado de São Paulo. Fundada em 24 de abril de 1968, a Metrô é responsável pelo transporte metroviário na região metropolitana de São Paulo. A Metrô iniciou suas atividades em 1974, com a inauguração da Linha 1 - Azul, que ligava os bairros de Santana e Jabaquara.

BANESPA

Criado no ano de 1909 para financiar a atividade cafeeira no Estado de São Paulo, o BANESPA foi adquirido no ano de 2000 pelo Grupo Santander. O BANESPA é uma instituição financeira que tem por objeto social a prática de operações ativas, passivas e acessórias inerentes a suas respectivas carteiras autorizadas (comercial, de crédito imobiliário, de desenvolvimento, de investimento e de crédito, financiamento e investimento), inclusive operações de câmbio, de acordo com as disposições legais e regulamentares em vigor.

INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS



INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS

A CESP obteve registro de companhia aberta junto à CVM em 27 de setembro de 1971. Atualmente, os seguintes valores mobiliários de emissão da CESP estão em circulação no mercado, além das ações ordinárias e preferenciais, as quais são negociadas na BOVESPA.

Certificados a Termo de Energia Elétrica

Em 1º de maio de 1998, a Companhia realizou a 5ª Emissão de Certificados a Termo de Energia Elétrica, na qual foram emitidos 2.415.312 CTEEs, pelo valor nominal de R\$ 130,01, em 36 séries. O valor total da emissão foi de R\$ 314.014.713,12. Os CTEEs da 5ª emissão terão prazo de vigência de 60 meses, com carência de 24 meses, e vencimento final em 1º de maio de 2003. Os CTEEs da 5ª emissão são remunerados pelo maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da Elektro ou a taxa ANBID acrescida de um prêmio de risco de 2% ao ano, base 360 dias, incidentes sobre o valor nominal do CTEE a partir da data de emissão e pagos no final de cada período de capitalização. Estes CTEEs oferecem aos seus portadores a opção de resgate através de dação desses títulos, em pagamento da parcela de consumo expressa nas contas de energia elétrica emitidas pela Elektro, no montante de um megawatt-hora por certificado, pelo período de 1º de junho de 2000 a 1º de maio de 2003. Em 31 de março de 2002, 1.073.472 CTEEs da 5ª emissão estavam em circulação pelo valor unitário de R\$ 293,65.

Em 1º de março de 2000, a Companhia realizou a 6ª Emissão de Certificados a Termo de Energia Elétrica, na qual foram emitidos 2.417.160 CTEEs, pelo valor nominal de R\$ 153,90, em 24 séries. O valor total da emissão foi de R\$ 372.000.924,00. Os CTEEs da 6ª emissão têm prazo de vigência de 42 meses, com carência de 18 meses, e vencimento final em 1º de setembro de 2003. Os CTEEs da 6ª emissão são remunerados pelo maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da CPFL ou a taxa média de juros dos Depósitos Interfinanceiros Over Extra-Grupo de um dia (“Taxa DI”), calculada e divulgada pela CETIP, acrescida de um prêmio de risco de 2% ao ano, base 360 dias, incidentes sobre o valor nominal do CTEE a partir da data de emissão e pagos no final de cada período de capitalização. Estes CTEEs oferecem aos seus portadores a opção de resgate através de dação desses títulos, em pagamento da parcela de consumo expressa nas contas de energia elétrica emitidas pela CPFL, no montante de um megawatt-hora por certificado, pelo período de 1º de outubro de 2001 a 1º de setembro de 2003. Em 31 de março de 2002, 2.014.300 CTEEs da 6ª emissão estavam em circulação, pelo valor unitário de R\$ 223,62.

Em 1º de fevereiro de 2001, a Companhia realizou a 7ª Emissão de Certificados a Termo de Energia Elétrica, na qual foram emitidos 1.214.700 CTEEs, pelo valor nominal de R\$ 164,65, em 12 séries. O valor total da emissão foi de R\$ 200.000.355,00. Os CTEEs da 7ª emissão têm prazo de vigência de 36 meses, com carência de 24 meses, e vencimento em 1º de fevereiro de 2004. Os CTEEs da 7ª emissão são remunerados pelo maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da CPFL ou a taxa média de juros dos Depósitos Interfinanceiros Over Extra-Grupo de um dia (“Taxa DI”), calculada e divulgada pela CETIP, acrescida de um prêmio de risco de

2% ao ano, base 360 dias, incidentes sobre o valor nominal do CTEE a partir da data de emissão e pagos no final de cada período de capitalização. Estes CTEEs oferecem aos seus portadores a opção de resgate através de dação desses títulos, em pagamento da parcela de consumo expressa nas contas de energia elétrica emitidas pela CPFL, no montante de um megawatt-hora por certificado, pelo período de 1º de março de 2003 a 1º de fevereiro de 2004. Em 31 de março de 2002, todos os CTEEs da 7ª emissão estavam em circulação pelo valor unitário de R\$ 207,48.

Os recursos oriundos das emissões de CTEEs referidas acima compõem o projeto financeiro para construção da Usina Porto Primavera, especialmente o custeio de obras civis e o fornecimento de equipamentos.

Debêntures

Em 1º de abril de 2001, a Companhia realizou a 8ª Emissão de Debêntures não conversíveis em ações, na qual foram emitidas 23.000 debêntures, pelo valor nominal de R\$ 10.000,00, em 18 séries. O valor total da emissão foi de R\$ 230 milhões. As debêntures têm prazo de vigência de 48 meses, com carência de 30 meses, e vencimento previsto, inicialmente, em 1º de abril de 2005. As debêntures são remuneradas à taxa média de juros dos Depósitos Interfinanceiros Over Extra-Grupo de um dia (“Taxa DI”), calculada e divulgada pela CETIP, acrescida de um prêmio de risco de 2% ao ano, base 252 dias, incidentes sobre o valor nominal da debênture a partir da data de emissão e pagos no final de cada período de capitalização. Em 31 de março de 2002, todas as debêntures estavam em circulação pelo valor unitário de R\$ 12.034,19.

Os recursos oriundos da emissão de debêntures referida acima fazem parte do projeto de financiamento da construção da Usina Porto Primavera, especialmente o pagamento de empreiteiros e fornecedores de equipamentos.

A Companhia submeteu à aprovação da CVM documentos referentes à 9ª Emissão de Debêntures não conversíveis em ações, com data de emissão de 1º de fevereiro de 2002, no total de 45.000 debêntures, pelo valor nominal de R\$ 10.000,00, em 18 séries de 2.500 debêntures cada. O valor total da emissão está previsto para R\$450 milhões. As debêntures terão prazo de vigência previsto de 48 meses, com carência de 30 meses, e vencimento, inicialmente, em 1º de fevereiro de 2006. As debêntures serão remuneradas à taxa média de juros dos Depósitos Interfinanceiros Over Extra-Grupo de um dia (“Taxa DI”), calculada e divulgada pela CETIP, acrescida de um prêmio de risco de 2% ao ano, base 252 dias, incidentes sobre o valor nominal da debênture a partir da data de emissão e pagos no final de cada período de capitalização.

Programas de Títulos de Dívida de Médio Prazo

Em 26 de junho de 1997, a Companhia lançou um Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo no valor nominal de até US\$ 500 milhões (ou o equivalente denominado em qualquer outra moeda). Os Títulos de Dívida devem ter prazo de vigência de 30 dias a 10 anos a partir da data de emissão, e são emitidos em uma ou mais séries. Os Títulos de Dívida serão remunerados em taxas pré ou pós fixadas ou sem taxas, incidentes sobre

certa quantia a ser determinada acima ou abaixo do valor nominal. Os Títulos de Dívida serão negociados na Bolsa de Valores de Luxemburgo, ou em outra bolsa de valores especificada na emissão.

Nos termos do Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo no valor nominal de até US\$ 500 milhões (ou o equivalente denominado em qualquer outra moeda) lançado em 26 de junho de 1997, a Companhia emitiu títulos de dívida no valor principal total de US\$ 300 milhões. O vencimento do valor principal está previsto, inicialmente, em 26 de junho de 2007, para pagamento em parcela única. Aplicam-se juros semestrais correspondentes a 9,125% ao ano, durante o período de 26 de junho de 1997 a 26 de junho de 2002 e correspondentes a 9,625% ao ano, durante o período de 26 de junho de 2002 a 26 de junho de 2007.

Esses títulos possuem algumas cláusulas restritivas, limitando a possibilidade de dar em garantia os ativos da Companhia para saldar dívidas com terceiros; impedindo a contratação de arrendamentos na forma *Sale and Leaseback* e obrigando o cumprimento de determinados índices econômico-financeiros. Caso a Companhia não obedeça esses índices por três trimestres consecutivos, a Companhia deverá resgatar os Títulos em um prazo de 30 dias. Até 31 de março de 2002, a CESP vinha cumprindo satisfatoriamente os índices exigidos.

Há opções de resgate dos títulos, pela Companhia ou pelo detentor, por 98,882% do valor principal, além de juros acumulados, se houver, ou 99,532% do valor principal, além de juros acumulados, se houver, respectivamente, em 26 de junho de 2002.

Os recursos da operação foram utilizados integralmente no refinanciamento de dívidas não especificadas.

Em 31 de março de 2002, o montante devido do valor principal correspondia a R\$ 697.080 mil.

Em 15 de fevereiro de 2001, a Companhia lançou um Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo no valor nominal de até US\$ 700 milhões (ou o equivalente denominado em qualquer outra moeda). Os Títulos de Dívida devem ter prazo de vigência de 30 dias a 30 anos a partir da data de emissão, e são emitidos em uma ou mais séries. Os Títulos de Dívida são remunerados em taxas pré ou pós fixadas ou sem taxas, incidentes sobre certa quantia a ser determinada acima ou abaixo do valor nominal. Os Títulos de Dívida são negociados na Bolsa de Valores de Luxemburgo, ou em outra bolsa de valores especificada na emissão.

Nos termos do Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo no valor nominal de até US\$ 700 milhões (ou o equivalente denominado em qualquer outra moeda) lançado em 15 de fevereiro de 2001, a Companhia emitiu, em 5 de março de 2001, títulos no valor principal total de US\$ 300 milhões. O vencimento do valor principal está previsto, inicialmente, em 15 de março de 2004 para pagamento em parcela única. Aplicam-se juros semestrais correspondentes a 10,5% ao ano.

Nos termos do Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo no valor nominal de até US\$ 700 milhões (ou o equivalente denominado em qualquer outra moeda) de 15 de fevereiro de 2001, a Companhia emitiu, em 28 de fevereiro de 2001, títulos no valor principal total de € 200 milhões. O vencimento do valor

principal está previsto, inicialmente, em 27 de fevereiro de 2004 para pagamento em parcela única. Aplicam-se juros anuais correspondentes a 9,75% ao ano.

Os recursos da operação foram utilizados integralmente na liquidação, em 10 de maio de 2001, de bônus lançados no mercado alemão em 6 de maio de 1996, no valor nominal de DM 1,075 milhões, aos quais incidiam-se juros anuais correspondentes a 9,25% ao ano.

Em 18 de abril de 2002, a Companhia ampliou o Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo de valor nominal de até US\$ 700 milhões (ou o equivalente denominado em qualquer outra moeda), de 15 de fevereiro de 2001, para até US\$ 800 milhões (ou o equivalente denominado em qualquer outra moeda). Os títulos de dívida devem ter prazo de vigência de 30 dias a 30 anos a partir da data de emissão, e são emitidos em uma ou mais séries. Os títulos de dívida são remunerados em taxas pré ou pós fixadas ou sem taxas, incidentes sobre certa quantia a ser determinada acima ou abaixo do valor nominal. Os títulos de dívida são negociados na Bolsa de Valores de Luxemburgo, ou em outra bolsa de valores especificada na emissão.

Esses títulos possuem algumas cláusulas restritivas, limitando a possibilidade de dar em garantia os ativos da Companhia para saldar dívidas com terceiros, impedindo a contratação de arrendamentos na forma *Sale and Leaseback* e obrigando o cumprimento de determinados índices econômico-financeiros. Caso a Companhia não obedeça esses índices por três trimestres consecutivos, a Companhia deverá resgatar os títulos em um prazo de 30 dias. Até 31 de março de 2002, a CESP vinha cumprindo satisfatoriamente os índices exigidos.

Nos termos do Programa de Emissão de Títulos de Dívida de Médio Prazo no valor nominal de até US\$ 800 milhões acima descrito, a Companhia emitiu, em 9 de maio de 2002, títulos de 99,875% do valor nominal total, no valor principal total de US\$ 150 milhões. O vencimento do valor principal está previsto, inicialmente, em 9 de maio de 2005 para pagamento em parcela única. Aplicam-se juros semestrais correspondentes a 9% ao ano, durante o período de 9 de maio de 2002 (inclusive) a 9 de maio de 2003 (exclusive); e correspondentes a 11,50% ao ano, durante o período de 9 de maio de 2003 (inclusive) e 9 de maio de 2005 (exclusive), com juros semestrais, devidos nos dias 9 de maio e 9 de novembro de cada ano, a partir de novembro de 2002.

Há opções de resgate dos títulos, pela Companhia ou pelo detentor, por, respectivamente, 101% do valor nominal e 100% do valor nominal, além de juros acumulados, se houver, em 9 de maio de 2003.

Os recursos da operação serão utilizados integralmente no resgate do Bônus emitido em 26 de junho de 1997, no valor principal total de US\$ 300 milhões, que ocorrerá em 26 de junho de 2002.

Em 31 de março de 2002, o montante devido do valor principal correspondia a R\$ 1.102.286 mil.

OPERAÇÕES E NEGÓCIOS COM PARTES RELACIONADAS



OPERAÇÕES E NEGÓCIOS COM PARTES RELACIONADAS

As tabelas abaixo discriminam as operações da CESP com partes relacionadas:

(em milhares de R\$)

	Secretaria da Fazenda			Nossa Caixa		
	<u>31 de março</u>	<u>31 de dezembro</u>		<u>31 de março</u>	<u>31 de dezembro</u>	
	2002	2001	2000	2002	2001	2000
Ativo Circulante						
Aplicações Financeiras	-	-	-	-	-	469.716
Valores a Receber	29.811	20.661	66.061	-	-	
Realizável a Longo Prazo						
Valores a Receber	487.468	497.300	491.122	-	-	-
TOTAL	517.279	517.961	557.183	-	-	469.716

	Fundação CESP			Eletrobrás		
	<u>31 de março</u>	<u>31 de dezembro</u>		<u>31 de março</u>	<u>31 de dezembro</u>	
	2002	2001	2000	2002	2001	2000
Passivo Circulante						
Empréstimos/Financiamentos	-	-	-	5.469	4.966	3.886
Valores a Pagar	101.198	40.919	36.596	12.220	11.769	10.180
Exigível a Longo Prazo						
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	22.470	22.457	23.676
Valores a Pagar	540.458	434.472	431.893	124.231	122.588	116.228
TOTAL	641.656	475.391	468.489	164.390	161.780	153.970

ATIVO

Nossa Caixa / Aplicações Financeiras – A CESP teve parcela de seus recursos aplicados em CDBs emitidos pela Nossa Caixa remunerados a taxas compatíveis com as praticadas pelo mercado, no ano de 2000. No ano de 2001, não foram realizadas aplicações financeiras com a Nossa Caixa.

Secretaria da Fazenda / Valores a Receber – Os valores a receber da Secretaria da Fazenda foram reconhecidos em acordos firmados pela CESP em 17 de novembro e 1º de dezembro de 2000, nos montantes, em 31 de março de 2002, de R\$ 489.322 milhões e R\$ 11.232 milhões, respectivamente, em virtude da assunção passada de obrigações, prestação de serviços e obras pela CESP. Os valores devidos estão sendo amortizados em 120 e 48 parcelas mensais, respectivamente, ambos remunerados com base na variação do IGP-M acrescida de juros de 6% ao ano. Está incluído também nesse montante contrato celebrado em 6 de agosto de 1999 (“Contrato

Financeiro”) cujos valores são repassados diretamente à Fundação CESP, amortizados em 48 parcelas mensais, corrigidas pelo IGP-M mais 6% de juros anuais.

PASSIVO

Eletrobrás / Empréstimos e Financiamentos - O valor de empréstimos e financiamentos da Emissora junto à Eletrobrás deve-se ao repasse de verbas de financiamento do BID em programa de investimento na expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, celebrado em 30 de outubro de 1986. A dívida tem vencimento em 20 de maio de 2006 e são devidos juros de 8,5% ao ano.

Eletrobrás / Valores a Pagar - Este registro de valores a pagar à Eletrobrás corresponde a dívida anterior à cisão da CESP relacionada ao repasse de energia de Itaipu/Furnas, nos termos de contrato originalmente celebrado em 14 de julho de 1998, sendo pagável à Eletrobrás em 168 parcelas mensais atualizadas pelo IGP-M mais juros de 10% ao ano. A CESP dá em garantia desse pagamento suas receitas futuras decorrentes da prestação de serviços.

Fundação CESP / Valores a Pagar - O montante representa as dívidas da CESP com a Fundação CESP nos termos dos acordos celebrados em 28 de novembro de 1997, referentes (i) à retenção de reservas técnicas, amortizado em 96 parcelas mensais de R\$ 2.357.257 desde dezembro de 1997, corrigidas pela maior entre TR mais juros de 8% ao ano ou variação do custo atuarial e (ii) à cobertura de déficit atuarial da Fundação CESP, sendo pago em 240 parcelas mensais de R\$ 554.721.541 desde dezembro de 1997, corrigidas pelo IGP-DI mais juros de 6% ao ano ou custo atuarial, dos dois o maior. Em garantia da liquidação desses débitos, a CESP oferece as receitas decorrentes da prestação de seus serviços.

O valor registrado inclui também o pagamento à Fundação CESP de saldo de benefícios definidos pela Lei n.º 4819/58 em 48 parcelas (“Contrato Financeiro”), atualizadas pelo IGP-M mais juros de 6% ao ano. Esses pagamentos são feitos mensalmente pela CESP mediante recebimento dos valores correspondentes, devidos pelo Governo do Estado de São Paulo (Secretaria da Fazenda).

Adicionalmente, registrou-se ajuste proporcional (estimativo) ao custo atuarial anual do plano de benefícios patrocinado pela Emissora no montante de R\$ 12.474, nos termos da Deliberação CVM n.º 371/2000. Ver Seção CAPITALIZAÇÃO.

3. INFORMAÇÕES SOBRE A CPFL

- A CPFL



A CPFL



A CPFL

Breve Histórico e Organização Societária

A CPFL é uma concessionária de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica, que atua na região do interior paulista, abrangendo 234 cidades, numa área geográfica superior a 90 mil km², correspondente a 37% do território do Estado de São Paulo. A CPFL atende a uma população de cerca de 8 milhões de habitantes, totalizando aproximadamente 2,8 milhões de clientes. A CPFL é, individualmente, a quarta empresa do setor elétrico brasileiro, distribuindo 20% de toda a energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 6,5% de toda a eletricidade utilizada no Brasil, tendo distribuído, no ano de 2001, 18,38 mil Gwh.

A CPFL foi constituída em 1912, a partir da fusão de pequenas sociedades prestadoras de serviços de energia elétrica que atuavam no interior paulista. Em 1964, a CPFL passou a pertencer à União, por meio da Eletrobrás, em vista da nacionalização de empresas pertencentes a grupos estrangeiros. Em 1975, o controle acionário da CPFL passou para o Estado de São Paulo, por meio da CESP, ficando sob o controle desta até a desestatização da Companhia, em 1997. O processo de desestatização se deu por meio da alienação, em lote único, de 57,60% das ações ordinárias de emissão da CPFL, representativas de 41,06% do capital social total. O grupo vencedor do leilão, formado pela VBC, pela 521 Participações e pela Bonaire, passou a exercer o controle da CPFL por meio da DOC4 Participações. Em vista do ingresso de um novo acionista na DOC4 Participações – a Draft II – empresa de participação em outras sociedades, adquirida pela VBC, 521 Participações e Bonaire; e de algumas reorganizações societárias ocorridas na DOC4 Participações e na CPFL, os acionistas da DOC4 Participações passaram a participar diretamente do capital social da CPFL.

Em 1999, foram realizadas, simultaneamente, por meio de leilão na BOVESPA, oferta pública de venda, pela CESP, de ações ordinárias e preferenciais de emissão da CPFL, de sua titularidade e oferta pública de compra, pela DOC4, de ações da CPFL de titularidade de acionistas minoritários. Tal operação resultou na aquisição, pela DOC 4, de 25,28% das ações ordinárias e 79,81% das ações preferenciais da CPFL, passando a deter 92,7% de seu capital votante e 83,36% de seu capital total.

Em setembro de 2000, os acionistas da CPFL deliberaram a separação de suas atividades de geração e distribuição de energia elétrica, que passaram a ser desenvolvidas por sociedades distintas. Assim, o objeto social da CPFL passou a ser primordialmente a prestação de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica. A parcela cindida, correspondente à atividade de geração de energia elétrica, foi incorporada pela CPFL Geração, cujas ações foram distribuídas aos acionistas da CPFL, na proporção de suas participações na mesma.

Em outubro de 2000, a CPFL elevou sua participação indireta no capital social da Bandeirante, por meio de sua subsidiária Draft I, aumentando para 43,01% das ações ordinárias e 41,73% das ações preferenciais sua participação acionária, correspondente a 42,24% do capital social total da Bandeirante.

Em julho de 2001, a CPFL adquiriu o controle acionário da RGE, detendo 66,92% do seu capital total ao final daquele ano. A RGE é concessionária de serviços públicos de energia elétrica, atuando, principalmente, no segmento de distribuição de energia a cerca de 994 mil consumidores nas regiões norte e nordeste do Estado do Rio Grande do Sul. Ainda em 2001, em outubro, foi efetuada a cisão parcial da controlada em conjunto Bandeirante. A parcela cindida da Bandeirante foi incorporada à Piratininga, sendo que a CPFL passou a deter indiretamente 96,48% do seu capital total, o equivalente a 48,64% do mercado de energia da Bandeirante anterior à realização da operação de cisão parcial. Após a efetivação da cisão, os controladores da antiga Bandeirante (Draft I e Enerpaulo) permutaram a totalidade de suas ações, restando à Draft I participação apenas no capital social da Piratininga. A Piratininga é concessionária de serviços públicos de energia elétrica, atuando primordialmente na distribuição de a cerca de 1,1 milhão de consumidores nas regiões da Baixada Santista, Sorocaba, Jundiaí, Indaiatuba, Salto e Itú.

Em 31 de março de 2002, os acionistas controladores da CPFL, detendo, em conjunto, 94,94% das ações ordinárias e 96,92 das ações preferenciais, eram VBC, Draft II, 521 Participações e Bonaire.

Dentre os demais acionistas da CPFL, destacam-se as prefeituras dos municípios em que a CPFL presta serviços, que detém 0,33% das ações ordinárias e 0,67% das ações preferencias e os empregados, com participação correspondente a 0,63% em ações ordinárias e 0,07% em ações preferenciais. Aproximadamente 1,19% das ações ordinárias e 3,47% das ações preferenciais da CPFL encontram-se em circulação no mercado.

Em 31 de março de 2002, a CPFL possuía cinco subsidiárias diretas e indiretas: Draft I, CPFL Overseas, Whitchurch, Piratininga e RGE.

Em 2001, a receita líquida consolidada de serviços da CPFL foi de R\$ 4.771.054 mil, apresentando um crescimento de 71% sobre a receita líquida de serviços de R\$ 2.787.746 mil registrada em 2000. A receita líquida da CPFL sem considerar suas subsidiárias foi de R\$ 3.056.270 mil em 2001, contra R\$ 2.413.585 mil em 2000, representando um crescimento de 27%.

Capital Social

O capital social da CPFL, em 29 de abril de 2002, era de R\$ 3.044.835 mil, totalmente integralizado e dividido em 35.136.080 mil ações, todas nominativas e sem valor nominal, sendo 12.491.807 mil ações ordinárias, e 22.644.273 mil ações preferenciais, das quais 885.856 mil ações preferenciais da classe A, 7.979.221 mil ações preferenciais da classe B e 13.779.196 mil ações preferenciais da classe C.

O quadro abaixo indica a composição acionária da CPFL em 29 de abril de 2002:

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais (mil)		Total	
	Quantidade (mil)	%	Quantidade (mil)	%	Quantidade (mil)	%
VBC	4.316.710	34,56	8.421.137	37,19	12.737.847	36,25
521 Participações	3.550.230	28,42	6.194.169	27,35	9.744.399	27,73
Bonaire	1.558.271	12,47	2.718.751	12,01	4.277.022	12,17
Draft II	2.741.331	21,94	5.041.357	22,26	7.782.688	22,15
Outros	325.265	2,61	268.859	1,19	594.124	1,70
Total Parcial	12.491.807	100,00	22.644.273	100,00	35.136.080	100,00

Contrato de Energia entre CESP e CPFL

CESP e CPFL celebraram um contrato de suprimento de energia elétrica – o Contrato de Energia - nos termos da Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998 e Decreto n.º 2.655, de 2 de julho de 1998, a fim de regular as compras pela CPFL da energia gerada pela CESP.

Os montantes de energia e demanda de potência para essa relação de suprimento foram homologados pela ANEEL, conforme Resolução n.º 141, de 9 de junho de 1999, para os anos de 1999, 2000 e 2001. Ficou definido o montante de 781 MW médios ou 6.81.560 MWh de energia e 14.483 MWh/h de demanda de potência para o ano de 2001. Os montantes de energia e demanda de potência a serem considerados no período de 2002 a 2005 serão correspondentes a 100%, 75%, 50% e 25% dos valores indicados para o ano de 2001, respectivamente, para 2002, 2003, 2004 e 2005. Ver Seção ATIVIDADES DA COMPANHIA – “Contrato de Energia entre CESP e CPFL / Instrumento de Garantia”.

Distribuição de Energia Elétrica

A distribuição de energia elétrica é realizada diretamente pela CPFL aos consumidores, subdivididos em várias classes de tensão e de consumo. Assim, a eletricidade é fornecida a consumidores industriais de grande porte em tensão maior (até 138 kV) e aos demais consumidores em faixas de tensão menor (até 127 kV). A rede de transmissão e distribuição de energia da CPFL possui 5.970 Km de linhas de transmissão. A CPFL adquire cerca de 97% da energia necessária para atendimento a seus clientes por meio de pontos de interligação com as empresas de transmissão em tensão de 138 kV. Através de linhas de transmissão e subestações de seccionamento de propriedade da CPFL, são atendidas as subestações de distribuição, que transformam a tensão de 138 ou 69 kV para a classe de tensão da Rede Primária (15 kV). De tais subestações derivam alimentadores que suprem os transformadores instalados nos postes da rede urbana e rural que reduzem a tensão para o nível da Rede Secundária (220/127 V), onde está ligada a maior parte dos clientes da CPFL.

Cientes

O mercado de atuação da CPFL abrange uma área de 90,44 mil km², com uma população de aproximadamente 8.000 mil habitantes e densidade demográfica de 88,5 habitantes/km². A economia da região interiorana do Estado de São Paulo em que a CPFL atua é baseada principalmente na indústria, em serviços e na agropecuária.

A ANEEL estabelece a seguinte classificação dos consumidores de energia elétrica: (i) residenciais, (ii) industriais, (iii) comerciais, (iv) rurais, (v) Poder Público, sendo considerados como tais as pessoas jurídicas de direito público que assumam as responsabilidades inerentes à condição de consumidor, independentemente da atividade a ser desenvolvida na unidade consumidora, com exceção das atividades classificáveis como Serviço Público de Irrigação Cultural, Escola Agrotécnica, Iluminação Pública e Serviço Público, (vi) iluminação pública, (vii) serviço público, que abrange exclusivamente o consumo de energia elétrica para motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviços públicos de água, esgoto, saneamento e tração elétrica urbana e/ou ferroviária e (viii) consumo próprio.

Os clientes da CPFL encontravam-se, em 31 de março, assim divididos:

Tipo de Cliente	Número de Consumidores		MWh		Receita Bruta de Vendas (em milhares de reais)	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001
Residencial	2.529.674	2.391.769	1.106.508	1.449.740	286.721	330.580
Industrial	39.644	50.075	1.882.052	2.083.080	247.498	220.908
Comércio Serviços e Outras Atividades	240.837	224.322	653.538	804.821	143.127	137.585
Rural.....	84.670	80.769	147.087	198.337	19.764	21.971
Poderes Públicos	18.123	17.858	102.756	125.386	18.268	18.974
Iluminação Pública.....	898	885	144.140	161.333	20.170	17.934
Serviço Público	3.035	2.941	225.349	227.934	30.008	24.707
Consumo Próprio	492	519	6.805	10.069	-	-
Total	2.917.373	2.769.138	4.268.235	5.060.700	765.556	772.659

Não obstante a maior parte dos 2.917 mil consumidores da CPFL seja residencial, correspondendo a 2.530 mil consumidores, são os clientes industriais os mais significativos no faturamento da CPFL, representando 41,53% do volume total da energia faturada em 2001, destacando-se dentre os clientes da CPFL pertencentes a esta categoria de consumidores, os ramos de mecânica, papel e papelão, metalurgia, química, têxtil e alimentar. Os clientes comerciais, por sua vez, foram responsáveis por 14,76% do faturamento da CPFL no ano de 2001.

A CPFL celebra com seus clientes contratos para a distribuição de energia elétrica pelo prazo de 5 anos. Os serviços prestados pela CPFL são pagos com base na demanda de energia elétrica da unidade consumidora, medida em kW. Nos contratos celebrados pela CPFL, é especificada a tensão de fornecimento para a unidade consumidora contratante, sendo aplicada a tarifa cabível, conforme as determinações da ANEEL.

Política de Crédito, Cobrança e Inadimplência

Os valores a serem pagos pelos consumidores à CPFL são calculados com base na energia consumida por cada cliente, quantificada por meio de equipamentos de medição instalados nas unidades consumidoras ou, quando não instalados, por estimativa, com base em cálculos que consideram a potência instalada, bem como o tempo de consumo de energia. Após quantificada a energia, aplicam-se as tarifas estabelecidas pela ANEEL e os demais encargos e tributos previstos na legislação vigente e emitem-se as faturas.

O pagamento dos serviços prestados pela CPFL é mensal para a maioria dos consumidores. Entretanto, aos clientes residenciais que consomem até 110 kWh de energia por mês, a CPFL possibilita efetuarem seus pagamentos trimestralmente, pelo denominado Programa de Pagamento Trimestral. Neste caso, a CPFL emite mensalmente a conta para conferência pelo consumidor e emite trimestralmente fatura para pagamento.

O quadro a seguir mostra a composição da carteira de recebíveis referentes ao fornecimento faturado de energia elétrica da CPFL por categoria de consumidores em 31 de março de 2002:

Fornecimento Consolidado Faturado pela CPFL

(em 31 de março de 2002)

(em milhares de reais)

Categoria de Consumidores	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 2002	Total Dez/2001
Residencial	56.100	34.060	6.854	97.014	92.585
Industrial	60.807	18.304	5.767	84.878	74.528
Comercial	21.774	12.755	2.940	37.469	33.967
Rural	6.420	1.488	493	8.401	9.206
Poder Público	5.519	2.704	3.468	11.691	10.437
Iluminação Pública	7.762	2.947	9.599	20.308	20.280
Serviço Público	6.579	7.036	13.969	27.584	22.506
Total	164.961	79.294	43.090	287.345	263.509

Em 2000, a CPFL apresentou um índice médio de inadimplência correspondente a 4% do montante faturado. Historicamente, o maior índice de inadimplência encontra-se entre os consumidores pertencentes ao setor público.

Como alternativa para a quitação de seus débitos, alguns órgãos da administração pública vêm vinculando o pagamento de tais débitos a créditos oriundos da participação das prefeituras no produto da arrecadação de ICMS e/ou no fundo de participação do município – FPM.

Buscando reduzir o grau de inadimplência por parte de seus clientes, a CPFL oferece facilidades, tais como o débito automático em conta corrente e pagamento de conta em farmácias conveniadas. De modo a conquistar maior adesão ao sistema de débito automático, a CPFL vem, inclusive, realizando sorteios de prêmios para aqueles que venham a aderir a tal sistema de pagamento.

A fim de sanar a inadimplência de seus consumidores, a CPFL vem contratando, desde o final do ano de 2000, empresas especializadas para a recuperação dos créditos existentes há mais de 120 dias em toda a sua área de concessão. Tais empresas adotam, para a cobrança, medidas tanto extrajudiciais como também judiciais.

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

- DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS EM 31.12.2001 DA COMPANHIA
- INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS EM 31.03.2002 DA COMPANHIA
- DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS EM 31.12.2001 DA CPFL
- INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS EM 31.03.2002 DA CPFL



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS EM 31.12.2001 DA COMPANHIA







O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIACÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00257-7	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	3 - CNPI 60.933.603/0001-78	6 - NIRE
---------------------------	--	--------------------------------	----------

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AL. MINISTRO ROCHA AZEVEDO, 25 – 16º ANDAR						2 - BAIRRO OU DISTRITO CERQUEIRA CÉSAR		
3 - CEP 11410-900	4 - MUNICÍPIO SÃO PAULO				5 - UF SP			
6 - DDD 11	7 - TELEFONE 252-3614	8 - TELEFONE 252-3642	9 - TELEFONE 3266-8911	10 - TELEX -	11 - DDD 11	12 - FAX 3263-05-06	13 - FAX 3263-0723	14 - FAX -
15 - E-MAIL president@cesp.com.br								

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME VICENTE KAZUHIRO OKAZAKI				2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) AL. MINISTRO ROCHA AZEVEDO, 25 – 14º ANDAR				
3 - BAIRRO OU DISTRITO CERQUEIRA CÉSAR			4 - CEP 01410-900	5 - MUNICÍPIO SÃO PAULO			6 - UF SP	
7 - DDD 11	8 - TELEFONE 252-3415	9 - TELEFONE 252-3489	10 - TELEFONE 3266-5757	11 - TELEX -	12 - DDD 11	13 - FAX 3285-1377		
14 - FAX -	15 - FAX -		16 - E-MAIL finance@cesp.com.br					

01.04 - REFERÊNCIA/AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL	
1 - ÚLTIMO	01/01/2001	31/12/2001	
2 - PENÚLTIMO	01/01/2000	31/12/2000	
3 - ANTEPENÚLTIMO	01/01/1999	31/12/1999	
4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C	5 - CÓDIGO CVM 00283-6	6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO MAURÍCIO PIRES DE ANDRADE RESENDE	7 - CPF DO RESP. TÉCNICO 603.835.426-34

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 31/12/2001	2 31/12/2000	3 31/12/1999
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	48.541.652	48.541.652	48.541.652
2 - PREFERENCIAIS	45.156.610	45.156.610	45.156.610
3 - TOTAL	93.698.262	93.698.262	93.698.262
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	-	-	-
6 - TOTAL	-	-	-

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS	2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL	4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 – SERVIÇOS DE ELETRICIDADE
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	6 - TIPO DE CONSOLIDADO NÃO APRESENTADO

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CGC	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	---------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	--------------------------------

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM O MERCADO

1 - DATA 02/04/2002	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2001</u>	<u>31/12/2000</u>	<u>31/12/1999</u>
1	Ativo Total	20.381.567	19.558.777	19.797.215
1.01	Ativo Circulante	771.094	928.493	1.784.066
1.01.01	Disponibilidades	7.630	485.542	557.130
1.01.01.01	Aplicações no Mercado Aberto	-	470.596	524.923
1.01.01.02	Numerário Disponível	7.630	14.946	26.234
1.01.01.03	Numerário em Trânsito	-	-	5.973
1.01.02	Créditos	640.523	209.778	224.665
1.01.02.01	Consumidores	26.812	26.808	26.020
1.01.02.02	Revendedores	357.735	207.269	217.627
1.01.02.03	Valores a Receber – Energia	298.676	-	-
1.01.02.04	Provisão p/ Créditos de Liquidação Duvidosa	(42.700)	(24.299)	(18.982)
1.01.03	Estoques	8.862	8.073	4.380
1.01.04	Outros	114.079	225.100	997.891
1.01.04.01	Despesas Pagas Antecipadamente	6.104	116	453
1.01.04.02	Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda	20.661	66.061	8.490
1.01.04.03	Cauções e Depósitos Vinculados	24.043	17.380	562.845
1.01.04.04	Tributos e Contribuições Compensáveis	35.603	94.490	77.900
1.01.04.05	Crédito de Alienação de Bens e Direitos	-	-	304.744
1.01.04.06	Outros	27.668	47.053	43.459
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.649.043	941.817	1.020.413
1.02.01	Créditos Diversos	1.076.365	358.836	-
1.02.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	776.420	358.836	-
1.02.01.02	Valores a Receber – Energia	291.243	-	-
1.02.01.03	Tributos e Contribuições Compensáveis	8.702	-	-
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	497.300	491.122	339.169
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	497.300	491.122	339.169
1.02.03	Outros	75.378	91.859	681.244
1.02.03.01	Cauções e Depósitos Vinculados	-	32.888	619.617
1.02.03.02	Despesas Pagas Antecipadamente	7.603	-	-
1.02.03.03	Outros	67.775	58.971	61.627
1.03	Ativo Permanente	17.961.430	17.688.467	16.992.736
1.03.01	Investimentos	50.220	71.130	74.237
1.03.01.03	Outros Investimentos	50.220	71.130	74.237
1.03.01.03.01	Outros Investimentos – Em Serviço	1.620	8.323	13.034
1.03.01.03.02	Outros Investimentos – Participações	47.741	47.741	46.137
1.03.01.03.03	Outros Investimentos – CPFL	859	15.066	15.066
1.03.02	Imobilizado	17.911.210	17.617.337	16.918.499
1.03.02.01	Em Serviço	16.215.892	15.232.833	11.984.599
1.03.02.02	Em Curso	1.695.318	2.384.504	4.933.900

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2001</u>	<u>31/12/2000</u>	<u>31/12/1999</u>
2	Passivo Total	20.381.567	19.558.777	19.797.215
2.01	Passivo Circulante	2.443.635	2.452.098	2.160.442
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.055.814	1.750.738	820.540
2.01.02	Debêntures	-	-	86.909
2.01.03	Fornecedores	116.549	193.539	253.942
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	69.046	37.810	56.411
2.01.04.01	Imposto de Renda s/ Remessa ao Exterior	8.425	10.878	10.717
2.01.04.02	Contribuição Social – Parcelamento	-	-	19.153
2.01.04.03	COFINS	24.855	4.097	2.954
2.01.04.04	PIS	9.401	1.155	2.588
2.01.04.05	ICMS	5.648	1.446	1.227
2.01.04.06	Encargos Sociais s/ Folha	2.112	2.191	2.766
2.01.04.07	FINSOCIAL – Parcelamento	-	-	15.502
2.01.04.08	Tributos e Contribuições Sociais – REFIS	18.057	17.866	-
2.01.04.09	Outros	548	177	1.504
2.01.05	Dividendos a Pagar	1.759	1.772	129.643
2.01.06	Provisões	308.833	273.202	573.761
2.01.06.01	Provisões – Folha de Pagamento	9.076	7.395	6.676
2.01.06.02	Provisões – Folha de Pagto./Encargos Sociais	2.514	2.775	2.733
2.01.06.03	Provisões Tributárias	88.581	34.420	402.226
2.01.06.04	Provisões Conting. Cíveis e Trabalhistas	52.291	39.457	27.292
2.01.06.05	Desapropriações e Indenizações	156.371	189.155	134.834
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	52.688	46.776	87.081
2.01.07.01	Valores a Pagar – ELETROBRÁS/FURNAS	11.769	10.180	8.316
2.01.07.02	Fundação CESP	29.343	26.701	70.275
2.01.07.03	Fundação CESP – Contrato Financeiro	11.576	9.895	8.490
2.01.08	Outros	838.946	148.261	152.155
2.01.08.01	Encargos do Consumidor	49.811	40.262	35.475
2.01.08.02	Valores a Pagar – Energia	749.606	-	-
2.01.08.03	Outros	39.529	107.999	116.680
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	8.041.559	6.414.038	6.848.828
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	6.919.092	5.565.328	6.234.330
2.02.01.01	Moeda Estrangeira	6.023.394	4.502.374	5.440.956
2.02.01.02	Moeda Nacional	895.698	1.062.954	793.374
2.02.02	Debêntures	264.160	-	-
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	557.060	548.121	441.313
2.02.04.01	Valores a Pagar – ELETROBRÁS/FURNAS	122.588	116.228	110.480
2.02.04.02	Fundação CESP	426.754	415.402	308.194
2.02.04.03	Fundação CESP – Contrato Financeiro	7.718	16.491	22.639
2.02.05	Outros	301.247	300.589	173.185
2.02.05.01	Obrigações Vinculadas à Concessão	15.481	15.481	15.481
2.02.05.02	Imposto de Renda	11.318	13.957	16.595
2.02.05.03	Contribuição Social s/ o Lucro – Parcelamento	-	-	108.547
2.02.05.04	Quota RGR – Parcelamento 97/98	1.357	17.636	32.560
2.02.05.05	Tributos e Contribuições Sociais – REFIS	258.183	253.515	-
2.02.05.06	Valores a Pagar – Energia	14.908	-	-
2.02.05.07	Outros	-	-	2
2.05	Patrimônio Líquido	9.896.373	10.692.641	10.787.945
2.05.01	Capital Social Realizado	2.655.433	2.655.433	2.655.433
2.05.02	Reservas de Capital	5.542.119	5.542.119	5.539.288
2.05.02.01	Doações e Subvenções para Investimento	29.106	29.106	29.106
2.05.02.02	Rem. Bens e Direitos Const. Capital Próprio	34.297	34.297	34.297
2.05.02.03	Remuneração Imob. Curso Capital Próprio	4.937.750	4.937.750	4.937.750
2.05.02.04	Subvenções para Investimento – CRC	429.396	429.396	429.396
2.05.02.05	Ágio na Subscrição de Ações	10.373	10.373	10.373
2.05.02.06	Incentivos Fiscais – FINAM/FINOR	101.197	101.197	98.366
2.05.04	Reservas de Lucro	1.537.007	1.599.604	1.662.268
2.05.04.01	Legal	198.919	198.919	198.919
2.05.04.02	Estatutária	231.912	231.912	231.912
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	968.608	1.031.205	1.093.869
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos não Distribuídos	137.568	137.568	137.568
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	161.814	895.485	930.956

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2001</u> <u>a 31/12/2001</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 31/12/2000</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	2.274.529	1.435.541	2.334.257
3.02	Deduções da Receita Bruta	(161.180)	(107.188)	(140.899)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	2.113.349	1.328.353	2.193.358
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(1.498.576)	(739.493)	(1.724.380)
3.05	Resultado Bruto	614.773	588.860	468.978
3.06	Despesas/ Receitas Operacionais	(1.838.333)	(896.354)	(2.524.277)
3.06.03	Financeiras	(598.262)	(372.051)	(327.446)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	154.018	282.571	560.877
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(752.280)	(654.622)	(888.323)
3.06.03.02.01	Encargos de Dívidas/ Outras	(752.280)	(654.622)	(888.323)
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(1.240.071)	(524.303)	(2.178.678)
3.06.05.01	Variações Monetárias e Cambiais Líquidas	(1.240.071)	(524.303)	(2.178.678)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	-	-	(18.153)
3.07	Resultado Operacional	(1.223.560)	(307.494)	(2.055.299)
3.08	Resultado não Operacional	(7.343)	(335.206)	2.084.498
3.08.01	Receitas	15.719	65.400	2.151.765
3.08.02	Despesas	(23.062)	(400.606)	(67.267)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	(1.230.903)	(642.700)	29.199
3.11	IR Diferido	417.584	228.401	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	(813.319)	(414.299)	29.199
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	93.698.262	93.698.262	93.698.262
	Lucro por Ação	-	-	0,00031
	Prejuízo por Ação	(0,00868)	(0,00442)	-

4 – DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2001</u> <u>a 31/12/2001</u>	<u>01/01/2000</u> <u>a 31/12/2000</u>	<u>01/01/1999</u> <u>a 31/12/1999</u>
4.01	Origens	1.837.813	1.672.369	4.116.123
4.01.01	Das Operações	178.055	144.963	3.212.298
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	(813.319)	(414.299)	29.199
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	991.374	559.262	3.183.099
4.01.01.02.01	Depreciação	408.298	371.097	369.807
4.01.01.02.02	Variações Monetárias/Cambiais de L. Prazo	970.103	391.310	1.662.242
4.01.01.02.03	Resultado de Participação Societária	-	-	18.153
4.01.01.02.04	Baixas do Ativo Imobilizado	12.632	14.139	5.763
4.01.01.02.05	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(417.584)	(223.222)	-
4.01.01.02.06	Baixas de Investimentos	14.207	3.696	954.921
4.01.01.02.07	Baixas Cisão – Acervo Líquido	-	-	168.902
4.01.01.02.08	Outras	3.718	2.242	3.311
4.01.03	De Terceiros	1.659.758	1.527.406	903.825
4.01.03.01	Empréstimos e Financiamentos de L. Prazo	1.550.657	547.713	233.489
4.01.03.02	Transf. do Circ. p/ Exigível L. Prazo	4.643	339.798	635.008
4.01.03.03	Transf. do Realizável a L. Prazo p/ Circ.	71.178	72.429	10.807
4.01.03.04	Parcelamento de Tributos e Contr. Sociais	-	6.560	24.031
4.01.03.05	Liberação de Depósitos Judiciais	33.280	545.836	-
4.01.03.06	Déficit Atuarial – Fundação CESP	-	15.070	-
4.01.03.07	Outras	-	-	490
4.02	Aplicações	1.986.749	2.819.598	2.214.745
4.02.01	Aquisições do Imobilizado	606.227	1.037.020	521.779
4.02.02	Aquisição de Investimentos	-	-	133.548
4.02.03	Transf. do Exig. L. Prazo p/ Circulante	1.046.766	1.707.166	1.176.665
4.02.04	Dividendos Complementares – 1998	-	-	55.014
4.02.05	Dividendos – Ações Preferenciais/1999	-	-	127.975
4.02.06	Enc. Finan. e Efeitos Inflacion. Diferidos	35.668	18.012	80.722
4.02.07	Aumento do Realizável a Longo Prazo	298.088	57.400	52.318
4.02.08	Superávit Atuarial – Fundação CESP	-	-	66.721
4.02.09	Outras	-	-	3
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(148.936)	(1.147.229)	1.901.378
4.04	Varição do Ativo Circulante	(157.399)	(855.573)	9.761
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	928.493	1.784.066	1.774.305
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	771.094	928.493	1.784.066
4.05	Varição do Passivo Circulante	(8.463)	291.656	(1.891.617)
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	2.452.098	2.160.442	4.052.059
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	2.443.635	2.452.098	2.160.442

5.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2001 A 31/12/2001 (Reais Mil)

Código	Descrição	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Reavaliação	Reservas de Lucro	Lucros/Prejuízos Acumulados	Total Patrimônio Líquido
5.01	Saldo Inicial	2.655.433	5.542.119	-	1.599.604	895.485	10.692.641
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(62.597)	62.597	-
5.04.01	Reserva de Lucros a Realizar Cor.Compl.	-	-	-	(62.597)	62.597	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	(813.319)	(813.319)
5.08	Outros	-	-	-	-	17.051	17.051
5.08.01	Superávit Técnico Fundação CESP	-	-	-	-	17.051	17.051
5.09	Saldo Final	2.655.433	5.542.119	-	1.537.007	161.814	9.896.373

5.2 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2000 A 31/12/2000 (Reais Mil)

Código	Descrição	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Reavaliação	Reservas de Lucro	Lucros/Prejuízos Acumulados	Total Patrimônio Líquido
5.01	Saldo Inicial	2.655.433	5.539.288	-	1.662.268	930.956	10.787.945
5.04	Realização de Reservas	-	-	-	(62.664)	62.664	-
5.04.02	Reserva de Lucros a Realizar Cor.Compl.	-	-	-	(62.664)	62.664	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	(414.299)	(414.299)
5.08	Outros	-	2.831	-	-	316.164	318.995
5.08.02	Incentivos Fiscais	-	2.831	-	-	-	2.831
5.08.05	Imp. de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	-	-	316.164	316.164
5.09	Saldo Final	2.655.433	5.542.119	-	1.599.604	895.485	10.692.641

5.3 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/1999 A 31/12/1999 (Reais Mil)

Código	Descrição	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Reavaliação	Reservas de Lucro	Lucros/Prejuízos Acumulados	Total Patrimônio Líquido
5.01	Saldo Inicial	3.117.433	9.196.562	54.705	2.203.627	1.288.996	15.861.323
5.04	Realização de Reservas	-	-	(54.705)	(73.498)	369.387	241.184
5.04.01	Reavaliação em Controlada	-	-	(53.068)	-	53.068	-
5.04.02	Reserva de Lucros a Realizar Cor.Compl.	-	-	-	(73.498)	73.498	-
5.04.03	Rev. Parcial de Res. de Reav. em Controlada	-	-	(1.637)	-	-	(1.637)
5.04.04	Reservas de Lucros – Conta de Cisão	-	-	-	242.821	-	242.821
5.04.05	Realiz. Res.de Lucros – Conta de Cisão	-	-	-	(242.821)	242.821	-
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	29.199	29.199
5.07	Destinações	-	-	-	144.576	(272.551)	(127.975)
5.07.01	Reserva Legal	-	-	-	1.460	(1.460)	-
5.07.02	Reserva Estatutária	-	-	-	5.548	(5.548)	-
5.07.03	Res. Espec. de Dividendos – Ações Ordinárias	-	-	-	137.568	(137.568)	-
5.07.04	Dividendos – Ações Preferenciais	-	-	-	-	(127.975)	(127.975)
5.08	Outros	(462.000)	(3.657.274)	-	(612.437)	(484.075)	(5.215.786)
5.08.02	Incentivos Fiscais	-	24.911	-	-	-	24.911
5.08.03	Dividendos Complementares – 1998	-	-	-	-	(55.014)	(55.014)
5.08.04	Baixas – Cisão Parcial da CESP	(462.000)	(3.682.185)	-	(612.437)	(429.061)	(5.185.683)
5.09	Saldo Final	2.655.433	5.539.288	-	1.662.268	930.956	10.787.945

9.1 – PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES – SEM RESSALVA

Aos Administradores e Acionistas da
CESP – Companhia Energética de São Paulo:

- (1) Examinamos os balanços patrimoniais da CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO em 31 de dezembro de 2001 e 2000 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.
- (2) Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
- (3) Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo (1) representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CESP – Companhia Energética de São Paulo em 31 de dezembro de 2001 e 2000, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos referentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira.
- (4) Conforme comentado na Nota 2, a Companhia registrou em suas demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2001 ativos e passivos relacionados à comercialização de energia livre, com base em dados preliminares fornecidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Adicionalmente, registrou contas a receber relacionadas à recomposição tarifária para o período de racionamento, bem como diferimento relativo à variação de valores da Parcela “A” (CVA) decorrentes da aplicação da Medida Provisória 14 (ainda sujeita à aprovação do Congresso Nacional), Resolução 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Resolução 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Esses valores serão realizados através de aumentos tarifários extraordinários, já aprovados por resoluções específicas da ANEEL, bem como através de inclusão da CVA na análise anual dos reajustes de suas tarifas, e ambos estão pendentes de revisão e homologação pela ANEEL.
- (5) As informações suplementares contidas nos Anexos I e II, referentes, respectivamente, às demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001 e 2000, são apresentadas com o propósito de permitir análises adicionais e não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas. Essas informações foram por nós examinadas de acordo com os procedimentos de auditoria mencionados no parágrafo (2) e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

São Paulo, 25 de março de 2002

ARTHUR ANDERSEN S/C – CRC 2SP000123/O-1
Maurício Pires de Andrade Resende
Sócio-Diretor Responsável
Contador – CRC IMG049699/S-9

10.1 – RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

A CESP – Companhia Energética de São Paulo, no ano em que completou 35 anos de existência, consolidou sua posição de maior geradora do Estado de São Paulo e terceira maior do Brasil, ao acrescentar três novas turbinas ao seu parque gerador, tendo sido responsável por 53% da energia gerada no Estado, encerrando o ano com 6 usinas hidrelétricas, 54 unidades geradoras com 7.126 MW de potência total instalada e 3.808 MW médios de energia assegurada.

Neste contexto, a Administração da CESP, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, apresenta suas Demonstrações Contábeis relativas ao exercício social de 2001, acompanhadas do parecer dos Auditores Independentes e do Relatório das principais atividades desenvolvidas pela Companhia no período. Trata-se do segundo exercício social completo após o profundo processo de reestruturação societária e patrimonial pelo qual passou, em decorrência da venda das controladas CPFL, ELEKTRO e COMGÁS e da cisão parcial, em 1999, que resultou na criação das geradoras Paranapanema e Tietê (privatizadas com sucesso) e da transmissora CTEEP. Pela primeira vez, as Demonstrações permitem comparação integral com o exercício anterior, já como Companhia exclusiva de geração de energia hidrelétrica.

O exercício findo caracterizou-se por uma acentuada desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e por um período de excepcionalidade hidrológica e energética, sem precedentes na história dos 35 anos da CESP, com o estabelecimento, desde junho de 2001, do racionamento de energia elétrica para todas as regiões do país, exceção apenas para a região Sul.

Diante da gravidade deste cenário, foi necessário o esforço da sociedade, das autoridades governamentais, do Poder Concedente e de todos os agentes do Setor Elétrico, de modo a administrar os efeitos da crise.

Em meio à turbulência que se vislumbrava, o Governo do Estado de São Paulo decidiu, em 15 de maio de 2001, aceitar a recomendação do Conselho Diretor do Programa Estadual de Desestatização, adiando a realização do leilão de venda do bloco de controle das ações do capital social da CESP, objeto do edital SF/006/2001, publicado em 17 de abril, que seria realizado em 16 de maio de 2001, na Bolsa de Valores de São Paulo (BOVESPA).

Oportunamente, o Governo do Estado fará publicar novo cronograma geral da licitação, para retomada do processo.

Diante de situação tão adversa, a CESP implementou diversas ações que mitigaram o impacto negativo das medidas de exceção relacionadas ao racionamento de energia elétrica, tanto para a Companhia como para a sociedade em geral, sendo as mais importantes:

- Acréscimo de 3 unidades geradoras à Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), representado pelas unidades de n.ºs 9, 10 e 11, com 100,8 MW de potência nominal cada uma;
- Antecipação do cronograma de operação das máquinas de n.ºs. 9, 10 e 11, em média de 72 dias;
- O processo de sobrepotência de 100,8 MW para 110,0 MW para todas as unidades geradoras (de n.ºs. 1 a 11) já instaladas naquela usina, operação que propiciou um ganho próximo de 10% sobre a capacidade nominal de cada máquina;
- Gerenciamento estratégico dos reservatórios das Usinas de Paraibuna e Jaguari na cabeceira do rio Paraíba, em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e com a Agência Nacional de Águas – ANA, objetivando minimizar o impacto da forte estiagem que ocorreu na região sudeste. Otimizou-se o controle das vazões e utilização das águas que abastecem toda a bacia do rio Paraíba, que se estende pelos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, abrangendo uma área de 55.400 km², afetando diretamente 172 municípios e 5.200 indústrias;
- Adoção, em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de procedimento operacional especial para os reservatórios das usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos, possibilitando a manutenção da navegação comercial na Hidrovia Tietê–Paraná.

As medidas acima elencadas não só contribuíram para que a CESP experimentasse uma evolução de cerca de 27,8% no seu faturamento, passando de R\$ 1.436 milhões para R\$ 1.835 milhões, que inclui o fornecimento e suprimento de contratos e receita de energias de curto prazo do fechamento do MAE de 2001, apesar de ter gerado menos energia em função das regras do regime de exceção, como tiveram grande importância na minimização dos efeitos do racionamento para a população do Sudeste do país.

O Resultado do Serviço de 2001 superou em 4,4% o de 2000; como consequência a geração interna de recursos de 2001 foi de R\$ 1.023 milhões, com elevação de 6,6%. A baixa disponibilidade de caixa com que a Companhia encerrou o exercício está sendo recuperada a partir de fevereiro de 2002, em decorrência dos efeitos práticos da aplicação do Acordo Geral do Setor Elétrico, firmado em dezembro de 2001.

As ações de gestão e os esforços das áreas técnicas da Companhia permitiram que a CESP cumprisse integral e antecipadamente seus compromissos com o Poder Concedente, já que o cronograma da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera) estabelecido pela ANEEL, definia a data de 1º de abril de 2002 para a CESP atingir 1.209,6 MW de potência instalada com 12 máquinas, o que foi alcançado em 10 de outubro de 2001, com apenas 11 máquinas, destacando-se o fato de que a CESP foi a empresa que mais acrescentou energia nova de origem hidráulica no mercado nacional, representando cerca de 32% de toda a energia hidrelétrica nova disponibilizada no país.

Mauro Guilherme Jardim Arce

Presidente do Conselho de Administração

O SETOR ELÉTRICO

As condições hidrológicas desfavoráveis verificadas no início do ano de 2001 exigiram a atenção das autoridades do Setor Elétrico tendo-se, já em abril e maio, desencadeado esforços de racionalização do consumo, o que não foi suficiente diante da gravidade da situação, em face dos baixos níveis de armazenamento dos reservatórios.

Em 29 de maio de 2001, o Governo Federal instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica com o objetivo de administrar programas de ajuste da demanda, coordenar esforços para aumento da oferta e implementar medidas de caráter emergencial necessárias à situação hidrológica crítica. Estabeleceu-se, entre outras ações, o racionamento compulsório e impuseram-se restrições à utilização dos recursos hídricos, com o objetivo de preservá-los durante a estação seca, administrando-os até a chegada do próximo período úmido (que na região Sudeste do país corresponde ao período de chuvas compreendido entre outubro e abril de cada ano).

As medidas implicaram na redução drástica da produção de energia elétrica de origem hidráulica sendo o suprimento de energia complementado por geradores livres (produtores que dispunham de energia não comprometida em contratos), eminentemente de origem térmica.

A operacionalização comercial das regras de mercado até então vigentes implicaria, neste período de exceção, em perdas irreparáveis às empresas geradoras com contratos de venda vigentes, acarretando situações insuportáveis de ônus de caixa, além de entraves jurídicos que poderiam paralisar as atividades do mercado de curto prazo.

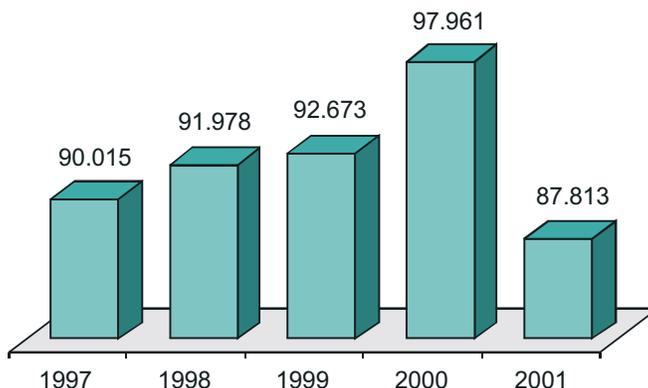
Diante desta situação, o governo federal agiu no sentido de garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes envolvidos na operação do mercado. Sobre a ação governamental, podemos citar os seguintes aspectos como principais:

1. Acordo Geral do Setor Elétrico, com equalização dos prejuízos entre geradores, distribuidores e sociedade;
2. Substituição da sistemática prevista no Anexo V, integrante dos Contratos Iniciais;
3. Fim da auto-regulação do Mercado Atacadista de Energia – MAE;
4. Alteração do processo de comercialização da energia liberada dos contratos iniciais, a partir de 2003, das empresas geradoras federais e estaduais, que passará a ser feito através de leilões;
5. Alteração de diversas regras de mercado, a fim de possibilitar maior atração para investimentos no Setor Elétrico.

A CESP, SEU MERCADO E A CRISE DE ENERGIA EM 2001

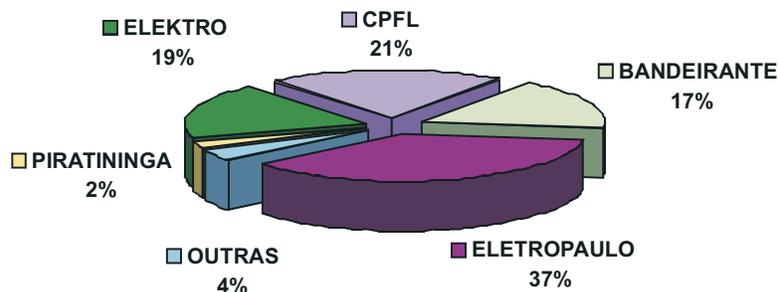
Devido ao racionamento de energia elétrica que caracterizou o ano de 2001, o consumo no Estado de São Paulo encerrou o ano apresentando uma retração de 10,36% em relação ao ano anterior, ficando em 87.813 GWh.

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DE SÃO PAULO (GWh)



O gráfico a seguir demonstra a participação relativa de cada empresa no faturamento (GWh) da CESP, cujos principais clientes, Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A.; CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz; Bandeirante – Bandeirante Energia S.A.; Elektro – Eletricidade e Serviços S.A. e Companhia Piratininga de Força e Luz, atuam, preponderantemente, no mercado de energia do Estado de São Paulo:

PRINCIPAIS CONCESSIONÁRIAS SUPRIDAS PELA CESP (GWh)



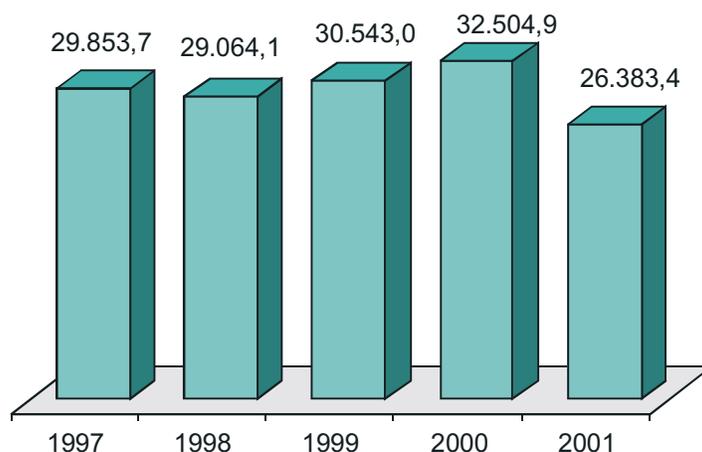
A redução de consumo imposta pelo racionamento trouxe, de imediato, problemas de caixa às Distribuidoras pela diminuição do faturamento, o que levou a CESP, a exemplo de outras Geradoras, a reduzir espontaneamente o valor de seu faturamento mensal, passando a praticar faturas com 80% da energia contratual, a partir do mês de junho de 2001, inclusive, permitindo que as restrições de caixa fossem melhor distribuídas e absorvidas entre os agentes geradores e os distribuidores (Clientes das Geradoras) durante o período de racionamento, causando impactos no caixa da CESP ao final do exercício.

Esta situação só foi regularizada com o Acordo Geral do Setor Elétrico alcançado ao final do ano de 2001 entre Geradoras, Distribuidoras e o Governo Federal, atuando o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES como agente financiador, acordo que propiciou a recomposição do faturamento da CESP, durante os meses de racionamento, para os níveis de 97,66% dos montantes dos Contratos Iniciais.

Entretanto, os efeitos favoráveis no caixa só foram refletidos após o encerramento do exercício, já que os ingressos efetivos de recursos se concretizaram a partir do mês de fevereiro de 2002.

Por outro lado, a necessidade de administrar os níveis dos reservatórios com o estabelecimento de uma curva guia a ser observada no período, objetivando a manutenção de um armazenamento mínimo de segurança que permitisse atravessar o período seco até atingir um novo período de chuvas fez com que o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS reduzisse a produção de energia elétrica de origem hidráulica, o que resultou no decréscimo de produção da CESP, comparativamente ao ano anterior, mesmo com as três novas unidades geradoras que a empresa acrescentou ao Sistema durante o ano de 2001.

PRODUÇÃO TOTAL DA CESP (GWh)



Mesmo tendo sua produção reduzida em 18,8%, comparado a 2000, em decorrência das regras do racionamento, a CESP foi responsável por aproximadamente 53% de toda a energia gerada no Estado de São Paulo. Merece destaque o esforço empreendido na Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta, conforme observa-se na evolução de sua produção no quadro abaixo que, em 1999, teve as três primeiras máquinas instaladas. Em 2000, a expressiva meta de instalação de cinco unidades geradoras e, em 2001, três novas máquinas, período em que ocorreu a repotenciação e a antecipação da entrada em operação comercial.

PRODUÇÃO DA CESP POR USINA (GWh)

Usina	1999	2000	2001
Ilha	15.246,	16.368,	11.390,
Três	4.220,	2.606,	1.177,
Jupia	9.189,	10.048,	7.184,
Engenheiro Sérgio	1.383,	3.029,	6.174,
Paraibun	379,	380,	362,
Jaguar	124,	71,2	94,0
Total	30.543,	32.504,	26.383,

A CESP foi a empresa geradora que mais acrescentou energia hidrelétrica nova ao sistema nacional, com instalação e entrada em operação, antecipada, de três novas unidades geradoras, conforme mencionado e também pela repotenciação de todas as máquinas existentes na Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera).

Além de contribuir significativamente no esforço para o aumento da oferta de energia elétrica, a CESP participou ativamente de diversas outras ações não relacionadas diretamente à produção de energia, mas que decisivamente minoraram os reflexos negativos do regime de exceção à que a sociedade ficou exposta no último ano, conforme segue:

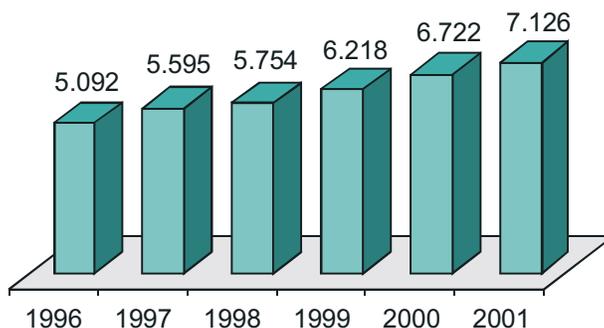
- A CESP executou, em consenso com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a Agência Nacional de Águas – ANA e outros órgãos representativos do governo e sociedade civil, o gerenciamento estratégico do controle das vazões e da utilização da água dos reservatórios das usinas de Paraibuna e Jaguari, visando amenizar os efeitos da estiagem na região Sudeste, evitando que o estoque de água daqueles reservatórios atingisse níveis críticos. Os dois reservatórios, localizados na cabeceira do rio Paraíba, abastecem toda a sua bacia, que se estende pelos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, afetando diretamente 172 municípios, com 5.200 indústrias numa área de 55.400 km²;
- Em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a CESP implantou um esquema operacional especial adequado ao processo de racionamento e, ao mesmo tempo, que mantivesse o nível mínimo nos reservatórios das usinas de Ilha Solteira e Três Irmãos, de maneira que a navegação comercial da Hidrovia Tietê–Paraná não fosse prejudicada;
- A partir de maio, já com o diagnóstico do racionamento, a CESP implantou medidas de extremo rigor na administração da água de seus reservatórios tendo adotado o processo de despacho ótimo por usina e por unidade geradora, com o objetivo de minimizar o consumo de água nas unidades, mantendo a produção de energia necessária ao atendimento da carga, bem como preservando a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional;

- A CESP passou a disponibilizar diariamente para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS os registros de dados referentes à situação de seus reservatórios, geração e carga verificada;
- Com o advento da crise comercial/regulatória envolvendo os agentes do mercado, a CESP teve atuação importante nas questões de ordem legal, inclusive coordenando o grupo jurídico da Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia – ABRAGE.

EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Comprometida com o Plano de Expansão do Setor Elétrico, visando diminuir o risco de oferta no atendimento do mercado, a CESP aumentou sua capacidade instalada, com a entrada em operação comercial das unidades geradoras 9, 10 e 11 na Usina Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), totalizando 1.109 MW de potência (nominal) instalada nesta usina, e 7.126 MW de capacidade instalada na CESP.

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DA CESP (MW)



Ressalte-se que a entrada em operação comercial da máquina 9 foi antecipada em 51 dias, e as máquinas 10 e 11, em 82 dias. Ou seja, em média, essas máquinas entraram em operação com 72 dias de antecedência, esforço esse que, aliado à conclusão do processo de otimização de cada unidade geradora de Porto Primavera, de 100,8 MW para 110,0 MW, permitiu à CESP disponibilizar ao mercado cerca de 700.000 MWh adicionais de energia livre.

Ainda na Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), outras obras merecem destaque:

- A conclusão, em março de 2001, da 2ª etapa do enchimento do reservatório da usina entre as cotas 253,0 m e 257,0 m;
- A conclusão da montagem eletromecânica da unidade geradora de nº 12, que se encontrava ao final de 2001 em fase de comissionamento, entrou em operação comercial em 30 de janeiro de 2002, elevando a energia assegurada total da CESP de 3.808 para 4.038 MW médios;
- A conclusão da montagem da Subestação Blindada a Gás de Hexafluoreto de Enxofre (SF6).

MODERNIZAÇÃO EMPRESARIAL

QUALIDADE TOTAL

NBR ISO 9002:94

A CESP manteve as Certificações NBR ISO 9002:94 para os processos de “Geração de Energia Elétrica” – Usina Hidrelétrica Ilha Solteira, “Inspeção Visual de Estruturas Cíveis de Barragens” – Área de Segurança de Barragens, “Sistema de Formação e Desenvolvimento de Profissionais para Operação de Usinas Hidrelétricas da CESP” – Equipe de Treinamento e Desenvolvimento e “Processos de Avaliação e Recuperação de Estruturas Cíveis por Meio de Injeções de Concreto” – Laboratório CESP de Engenharia Civil de Ilha Solteira.

Até o mês de abril de 2002, a CESP obterá a recomendação da certificação da ISO 9002 para o processo de “Geração de Energia Elétrica” nas Usinas Hidrelétricas de Jupuí, Paraibuna e Jaguari.

PRÊMIOS RECEBIDOS

O Programa de Qualidade de Vida na Comunidade de Primavera, desenvolvido pela CESP no núcleo residencial Primavera, localizado no município de Rosana – SP, recebeu três prêmios empresariais concedidos por importantes instituições nacionais. A primeira premiação foi em junho, com o Top Social 2001, da Associação dos Dirigentes de Vendas e Marketing do Brasil (ADVB). As duas outras premiações ocorreram em novembro. O Guia de Boa Cidadania Empresarial da Revista Exame, da Editora Abril, premiou o trabalho da CESP como um dos 20 melhores sobre práticas de responsabilidade social, entre cerca de 1.500 projetos apresentados por empresas no Brasil. Pela Fundação Coge, o trabalho em Primavera foi o vencedor da categoria Ações de Responsabilidade Social.

O Trabalho de Recomposição Vegetal com Espécies Florestais Nativas visando a Qualidade da Água, na categoria Ações Ambientais, ficou entre os finalistas do Prêmio Fundação Coge.

O Balanço Anual da CESP de 2000 ficou entre os 13 melhores demonstrativos publicados no país em 2001, recebendo o Troféu Transparência concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade – ANEFAC, em parceria com a FIPECAFI e SERASA, sendo o segundo ano consecutivo que a CESP recebe essa premiação.

TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

A CESP concretizou a centralização física de todos os equipamentos processadores da rede de informática (grande porte e servidores), aumentando a segurança e confiabilidade operacional pela instalação centralizada, protegida e esquematizada com modernos aparelhos de controle.

Está em operação, desde o início de junho, o Link de 2 Mbps (megabits por segundo) para acesso à rede mundial Internet. Com este novo link, a CESP poderá disponibilizar novos serviços corporativos, como o Leilão Eletrônico, além de manter em melhor nível os serviços já existentes, como editais de licitações, MAE, acesso a sites da WEB, disponibilização das páginas CESP na rede mundial e os serviços de envio e recebimento de mensagens através de correio eletrônico.

Com o constante aumento de serviços agregados à rede corporativa, foi necessário atualizar o aplicativo de rede (netware) versão 4.11 para 5.11, o que possibilitou a utilização de um único protocolo (TCP/IP), resultando em melhor gerenciamento da rede, com ganhos operacionais e redução de custos. Criou-se, também, um novo sistema de arquivamento, padronizado com arquivos de segurança mais eficientes, garantindo o completo restabelecimento dos dados e aplicações nos casos de emergência.

BALANÇO SOCIAL

1. Bases de Cálculo	2001		2000	
	R\$ Mil		R\$ Mil	
Receita Bruta (RB)	2.274.529		1.435.541	
Resultado do Serviço (RS)	614.773		588.860	
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	113.327		117.359	

2. Indicadores Laboriais	2001			2000		
	R\$ Mil	% sobre		R\$ Mil	% sobre	
		FPB	RS		FPB	RS
Encargos Sociais Compulsórios	24.538	21,7	4,0	26.144	22,3	4,4
Entidade de Previdência dos Empregados	6.695	5,9	1,1	6.109	5,2	1,0
Alimentação	3.442	3,0	0,6	3.861	3,3	0,7
Saúde	3.500	3,1	0,6	5.025	4,3	0,9
Educação e Treinamento	651	0,6	0,1	690	0,6	0,1
Outros Benefícios	866	0,8	0,1	385	0,3	0,1
Total	39.692	35,1	6,5	42.214	36,0	7,2

3. Indicadores Sociais	2001			2000		
	R\$ Mil	% sobre		R\$ Mil	% sobre	
		RB	RS		RB	RS
Contribuições p/ a Sociedade/Investimentos em Cidadania	3.784	0,2	0,6	4.305	0,3	0,7
Investimentos em Meio Ambiente	14.136	0,6	2,3	14.779	1,0	2,5
Tributos e Contribuições (ICMS/COFINS/PIS)	159.593	7,0	-	82.868	5,8	-
Total	177.513			101.952		

4. Indicadores do Corpo Funcional	2001	2000
Número de Empregados	1.434	1.522

MEIO AMBIENTE

Já no início de 2001, a CESP conseguiu superar, com êxito, o desafio de concluir o enchimento do reservatório da UHE Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera) até a cota 257,0 m, tendo cumprido todas as condicionantes constantes da Licença Ambiental nº 121/00, de 1º de dezembro de 2000, emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA e outras ações estabelecidas pelo Estudo de Impacto Ambiental – Relatório de Impacto Ambiental – EIA/RIMA e Ministérios Públicos Federal e Estadual.

Visando a conservação ambiental dos ecossistemas em toda a área de influência dos empreendimentos e o atendimento de forma racional e ambientalmente eficaz das prerrogativas legais, foi dada continuidade aos diversos programas ambientais da Empresa, como os programas de manejo de fauna e flora, manejo pesqueiro, reassentamento populacional urbano e rural, continuidade das atividades econômicas, salvamento arqueológico, educação ambiental e estudos e controle de plantas aquáticas, assim como as atividades de monitoramento ambiental relativas à estabilidade das encostas marginais, lençol freático e qualidade da água subterrânea, clima, sismologia, ictiofauna e recursos pesqueiros, dentre outras.

Implantados 385 hectares de reflorestamentos com essências nativas e efetivados 27 contratos de Fomento Florestal, para uma área estimada de 178 hectares. Foram produzidas 2,5 milhões de mudas de essências florestais nativas e 636 aves silvestres nativas, parte de uma sistemática de ação ambiental integrada de conservação.

Concluídas as obras da Escada para Peixes da UHE Engenheiro Sérgio Motta que, junto com o Elevador para Peixes, obra inaugurada em 2000, constituem-se em sistema inédito de transposição para peixes no Brasil, que permitem aos peixes vencerem um desnível de 20 metros, favorecendo a procriação das espécies nativas do rio Paraná, permitindo a migração dos cardumes durante o período da piracema. Também foram produzidos 1,2 milhões de alevinos de espécies de peixes que ocorrem nos nossos reservatórios.

Foram desenvolvidas atividades referentes ao licenciamento ambiental dos empreendimentos, tendo sido obtida a licença de operação do reassentamento rural de Três Lagoas, a renovação da licença de instalação do reassentamento de Nova Porto João André e a licença de operação do circuito 2 da linha de transmissão Porto Primavera – Taquaruçu.

Tiveram início em 2001 os trabalhos para implantação do Sistema de Gestão Ambiental – SGA, técnica através da qual a empresa aperfeiçoará as relações entre suas atividades e o meio ambiente. Na primeira etapa foi realizado um Diagnóstico Ambiental que apontou os fatores significativos que causam impacto ao meio ambiente, de maneira a promover uma destinação ambientalmente adequada aos mesmos. O SGA, juntamente com a “Política de Meio Ambiente”, já implantada, é mais um passo para a obtenção da certificação pela norma NBR ISO 14001 e estabelece um padrão de gerenciamento das atividades empresariais da CESP, assegurando que os princípios da conservação ambiental estejam presentes em todas as fases dos seus empreendimentos.

ATUAÇÃO SOCIAL E COMUNITÁRIA

ÁREA DE INFLUÊNCIA DAS USINAS

ENGENHEIRO SÉRGIO MOTTA (PORTO PRIMAVERA)

Parte integrante do empreendimento da Usina Hidrelétrica, a cidade de Primavera – SP, construída a partir de 1980 para abrigar e fornecer estrutura social, cultural, econômica e lazer aos empregados da CESP e moradores, formalizou em 13 de novembro de 2001, sua transferência à Prefeitura Municipal de Rosana, através de Termo de Transferência celebrado entre a CESP e aquela municipalidade. Através do documento, a CESP transfere à Prefeitura de Rosana – SP a administração dos serviços, dos bens móveis e imóveis e dos equipamentos de caráter e vocação pública e comunitária da cidade de Primavera.

Para atendimento à saúde de seus moradores, a CESP construiu na cidade de Primavera, hospital com 75 leitos e uma equipe de 16 médicos especialistas, equipe de enfermeiros, auxiliares de enfermagem, fisioterapeutas, operadores de raio X, berçário, banco de leite, enfermaria e salas de cirurgia; hospital este que também teve sua transferência efetivada para a Prefeitura Municipal de Rosana, através de Convênio firmado em 24 de agosto de 2001.

O Programa de Formação, Recapacitação e Requalificação de Mão-de-Obra, que objetiva amenizar o quadro de falta de empregos e aumentar a renda familiar das famílias impactadas pelo enchimento dos reservatórios, foi mantido em 2001, tendo beneficiado até dezembro, 21.035 participantes de 22 municípios nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Devido à grande demanda verificada e ao sucesso obtido, foi aprovada a formalização de Convênio com a Secretaria do Emprego e Relações do Trabalho do Estado de São Paulo para continuidade do programa em 2002, medida também adotada em Mato Grosso do Sul.

Foram realizadas diversas obras nos municípios afetados pela formação do reservatório, de natureza mitigatória (pontes, travessias, reassentamentos populacionais, proteção de encostas, realocação de estruturas, áreas de lazer etc.), e de natureza compensatória (estradas, escolas, centros comunitários e de convivência, matadouros, incubadoras industriais etc.). Podem ser destacadas as seguintes obras: execução das obras de infra-estrutura e de meso-estrutura da Ponte sobre o rio Paraná, interligando Paulicéia – SP à Brasilândia – MS, obra que consumiu 13.000 m³ de concreto utilizados nos 52 pilares e 33 vigas travessas; sistema de captação e tratamento de esgoto em Panorama – SP; travessias sobre os córregos Cateto, em Anaurilândia – MS, e Taquari, em Brasilândia – MS.

Está prevista a execução dos projetos relativos às obras mitigatórias e compensatórias situadas no reservatório de Porto Primavera, ressaltando-se o reassentamento populacional de Nova Porto João André (composto de casas, creche, posto de saúde, posto policial, igrejas, centro comunitário, lotes comerciais, além de sistema viário e rotatória); e áreas de lazer em Presidente Epitácio – SP, Panorama – SP e Anaurilândia – MS.

TRÊS IRMÃOS

Na área de influência do reservatório do Aproveitamento Múltiplo de Três Irmãos, merecem destaque:

- A conclusão das obras da Creche e Escola Menino Jesus, compreendendo a demolição do prédio antigo e a construção de quatro novos blocos, com uma área construída total de 1.281 m², abrigando administração, dormitórios, sanitários, lactário, salas de convivência, refeitório e cozinha. A creche-escola atende 105 crianças, com idade entre 0 e 6 anos, e o seu projeto, desenvolvido com recursos próprios, procurou preservar a fachada original, com estrutura em arcadas;
- A reforma do Centro de Educação Monteiro Lobato, num total de 506 m² de área construída, com substituição de pisos, construção de muro, recuperação da rede hidráulica e da estrutura de madeira da cobertura e pintura em geral. O centro atende 110 crianças e adolescentes, com idade variando entre 6 e 15 anos;
- A construção de galerias de águas pluviais em diversos bairros da cidade, com 7.400 metros de tubulações e 282 bueiros; diversas obras relacionadas com o sistema de abastecimento de água e de tratamento de esgoto da cidade;
- O recapeamento e pavimentação de ruas e avenidas, num total de aproximadamente 29.000 m².

Foram realizadas as obras de recuperação das travessias sobre os córregos Azul e Escondido, em Santo Antônio do Aracanguá – SP e córregos Cebola e Positivista, em Lavínia – SP, utilizados para passagem de gado, transporte escolar e outros. Para substituição das estruturas antigas danificadas foram executadas novas galerias celulares de concreto.

JUPIÁ

A CESP obteve, junto à Secretaria de Estado do Meio Ambiente de Mato Grosso do Sul, a Licença de Operação nº 111/2001 para o Reassentamento Rural de Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, com área de 765,81 hectares, na Fazenda Burity.

INSTITUTO CRIANÇA CIDADÃ – ICC

A CESP é a principal mantenedora do Instituto Criança Cidadã – ICC, entidade sem fins lucrativos que desenvolve um trabalho educacional com quase 9 mil crianças e adolescentes que vivem na periferia dos municípios de São Paulo e Guarulhos. O ICC também desenvolve projetos de geração de renda direcionados às famílias desses jovens.

Como resultado de sua atuação socialmente responsável, a CESP é reconhecida como Empresa Amiga da Criança, pelo 7º ano consecutivo, sendo autorizada a usar o selo emitido pela Associação Abrinq.

PROGRAMA DE VISITAS ÀS INSTALAÇÕES DA CESP

Cerca de 41.000 mil visitantes, entre estudantes, técnicos e turistas, foram recepcionados em unidades da CESP durante o ano de 2001, principalmente, nas usinas da empresa onde se pode acompanhar o processo de produção de energia elétrica de origem hidráulica, os aspectos sobre conservação de energia e atividades relacionadas ao meio ambiente. Trata-se de um trabalho educacional e técnico de atendimento à comunidade.

APOIO INSTITUCIONAL

Entre os eventos e entidades aos quais a CESP deu apoio institucional e financeiro para o desenvolvimento de atividades sociais e educacionais, estão: Concurso Olhar Solidário, do Fundo Social de Solidariedade; Natal Nacional, evento de apoio a entidades de atendimento à população carente e a excepcionais promovido pelo Condomínio Conjunto Nacional na Avenida Paulista, na cidade de São Paulo; O Estatuto da Cidade e da Casa Própria, promovido pela Social Democracia Sindical; 27º Festival de Música Popular Brasileira de Ilha Solteira, promovido pela prefeitura daquela cidade; Feira da Indústria e Comércio de Primavera e Rosana, promovida pela Prefeitura de Rosana e Festa Junina Beneficente da Estação Especial da Lapa, mantida pelo Fundo Social de Solidariedade.

PARTICIPAÇÃO NO PROJETO POMAR

A CESP formalizou com a Secretaria de Meio Ambiente compromisso para participação no Projeto Pomar, que visa a implantação e manutenção, por cinco anos, de projeto de paisagismo às margens do rio Pinheiros, no município de São Paulo.

INCENTIVO À PRODUÇÃO DE MADEIRA DE LEI NO ESTADO

A CESP participou do lançamento do Programa de Incentivo à Produção de Madeira de Lei no Estado de São Paulo, em setembro, no Palácio dos Bandeirantes, sede do governo do Estado. A Empresa tem participado ativamente do programa, com previsão de plantio de 88 hectares em áreas de reserva dos seus empreendimentos rurais, em associação com os beneficiários.

INVESTIMENTO EM RECURSOS HUMANOS

TREINAMENTO PARA CHEFIAS BÁSICAS

A CESP retomou em 2001 o programa de Desenvolvimento para Chefias Básicas, destinado à preparação de cerca de 220 empregados para desempenhar o papel de supervisão, atender e superar os resultados empresariais esperados pela organização. O treinamento, realizado de forma descentralizada, é composto de cinco módulos, dos quais dois estão concluídos.

CERTIFICAÇÃO DE OPERADORES

A CESP foi a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a concluir a certificação dos operadores e despachantes de suas usinas, junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. A certificação, recomendada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, alcançou 132 empregados.

FORMAÇÃO INDIVIDUAL

A CESP concede bolsa de estudo para empregados que estudam em cursos pagos regulares de primeiro, segundo ou terceiro grau, desde que comprovem matrícula, frequência e aprovação nesses cursos durante o ano. O subsídio é parcial e o cálculo leva em conta o salário e o número de dependentes do empregado, o valor das mensalidades pagas e a prioridade do curso em relação às atividades desenvolvidas.

MERCADO DE CAPITAIS

A CESP concretizou, em fevereiro de 2001, a operação de lançamento de títulos, dentro de um programa de Notas de Médio Prazo de US\$ 500 milhões. A operação, que marcou o retorno da CESP ao mercado internacional de papéis, foi coordenada pelos bancos Finantia e pelo WestLB. Os recursos levantados com a operação destinaram-se à liquidação, em 10 de maio de 2001, do bônus lançado no mercado europeu em 6 de maio de 1996.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

A Demonstração do Resultado do exercício de 2001 é a primeira que reflete somente as operações da CESP (remanescente) em condições de comparabilidade com o exercício anterior, períodos em que a CESP operou exclusivamente como geradora.

Entretanto, é necessário considerar que, conforme Nota explicativa 2 das Demonstrações Contábeis deste exercício, há reflexos no Ativo, Passivo e Demonstração de Resultado, decorrentes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.

A Receita Operacional de 2001, desconsiderados os efeitos do racionamento e do Acordo Geral do Setor Elétrico de R\$ 440 milhões, alcança R\$ 1.835 milhões. Este valor contempla receitas obtidas por variações positivas no mercado de curto prazo, refletidas no fechamento processado pelo MAE, da ordem de R\$ 153 milhões.

Conforme pode ser verificado na Nota 23.2, as Receitas Operacionais de 2001, diretamente relacionadas aos Contratos de longo prazo firmados pela Companhia, alcançaram R\$ 1.582 milhões de suprimento a Distribuidores e R\$ 102 milhões de fornecimento a Consumidores, totalizando R\$ 1.684 milhões, que representam um crescimento de 22% sobre 2000 (excluída a exposição ao MAE), refletindo o aumento da quantidade física bem como os reajustes tarifários homologados pela ANEEL.

As Deduções à Receita Operacional incluem R\$ 21 milhões a título de COFINS e PIS sobre a receita adicional, contabilizada em observância às Resoluções da ANEEL.

As Despesas Operacionais de 2001, por sua vez, incluem R\$ 466 milhões de energia de geradores livres e acordo de reembolso (Notas 2.1 e 2.2); incluem ainda, R\$ 299 milhões decorrentes de exposições negativas no mercado de curto prazo, refletidas no fechamento processado pelo MAE (Nota 2.4). Com as novas unidades geradoras colocadas em operação na Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta em 2001, e com a entrada em operação da 12ª unidade em 30 de janeiro de 2002, a CESP torna-se auto-suficiente em relação a seus compromissos contratuais.

As Despesas Operacionais de 2001 guardam proporção com as do ano de 2000, à exceção das despesas com material e serviços de terceiros, que foram reduzidas em cerca de R\$ 11 milhões e a depreciação que reflete um aumento pela entrada em serviço das novas unidades de geração. O item Outras despesas cresce pelo registro de provisões operacionais.

O Resultado do Serviço atingiu R\$ 615 milhões, superando em 4,4% o ano de 2000. A geração interna de recursos, da ordem de R\$ 1.023 milhões, apresentou-se 6,6% superior, comparativamente aos R\$ 960 milhões do exercício anterior.

A Receita Financeira decresce basicamente em decorrência da diminuição das Disponibilidades. A Despesa Financeira, conforme pode ser observado na Nota 24, foi onerada por tributos (COFINS/PIS) que, pela legislação atual, incidiu sobre R\$ 1.280 milhões de Variações Cambiais positivas.

A Nota 16.4 demonstra as variações monetárias e cambiais a que esteve exposta a Companhia, de modo que a significativa desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e outras moedas, refletiu cerca de R\$ 1.054 milhões como variações cambiais sobre empréstimos e financiamentos e cerca de R\$ 544 milhões como encargos sobre dívidas em moeda estrangeira.

Decorrente de suas operações e dos eventos comentados, a Companhia encerrou o exercício com Prejuízo de R\$ 813 milhões, após a apropriação dos créditos de imposto de renda e contribuição social.

PROJETOS PARA ANOS SEGUINTE

Entre as ações que terão continuidade ou serão desenvolvidas, destacamos:

- Conclusão da montagem das unidades geradoras 13 e 14 da Usina Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), com a entrada em operação comercial prevista para outubro de 2002 e novembro de 2003, respectivamente;
- Conclusão de obras relacionadas com o reservatório da Usina Engenheiro Sérgio Motta relativas ao reassentamento de Nova Porto João André; sistema de esgoto da Vila Jupia; construção da estrada de ligação entre Bataguassu e Santa Rita do Pardo, no Estado de Mato Grosso do Sul; realocação dos portos fluviais de Panorama e Presidente Epitácio; área de lazer Parque do Povo, em Panorama; drenagem pluvial da rua Rio Branco, em Presidente Epitácio, no Estado de São Paulo;
- Projetos sobre Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's de propriedade da CESP, cujos ativos já foram inventariados, com vistas à futura exploração;
- Implementação do Modelo de Apoio à Decisão Estratégica com o objetivo de subsidiar decisões operacionais vinculadas a estratégias de valorização da Empresa, tais como: viabilização de empreendimentos de geração; renovação de Contratos Iniciais; estabelecimento de novos contratos de compra e venda de energia; propostas a consumidores livres;
- Estudo coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS referente à Recomposição do Sistema das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, tendo como base a implantação da Linha de Transmissão 440 kV Taquaruçu–Assis e Assis–Sumaré;
- Análise e montagem de Bancos de Dados para o Modelo NEWAVE, para o acompanhamento das alterações ocorridas no Plano Decenal da Expansão do CCPE/CAET;
- Avaliação de consultas referentes à alocação e venda de energia livre a médio prazo;
- Após superadas as dificuldades para desembaraçar as questões condominiais relativas ao Condomínio formado pelos Edifícios Sede I e II e pelo Shopping Center 3, na Avenida Paulista, na Cidade de São Paulo, tiveram início, em março de 2001, as obras de reforma e reconstrução dos edifícios, prevendo-se a sua conclusão para 2004.

A Administração

11.1 – NOTAS EXPLICATIVAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A CESP – Companhia Energética de São Paulo (“CESP” ou “Companhia”) é uma sociedade de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Governo do Estado de São Paulo e suas ações são negociadas principalmente na Bolsa de Valores de São Paulo. A Companhia tem como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de geração e comercialização de energia elétrica.

Após a cisão parcial, ocorrida em 31 de março de 1999, remanesceram com a CESP as usinas de Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupiá, Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), Jaguari e Paraibuna, que representam um expressivo parque gerador instalado de 7.126 MW (Nota 13.4), correspondente a aproximadamente 57% da potência instalada no Estado de São Paulo. A Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), com obras em andamento, tem potência original prevista de 1.814 MW, distribuída por 18 unidades geradoras, de potência nominal de 101 MW cada uma. Já haviam sido instalados 806 MW (3 unidades em 1999 e 5 unidades em 2000), tendo-se instalado 3 unidades (303 MW) nos meses de abril, julho e outubro de 2001, totalizando 1.109 MW instalados de capacidade nominal.

A partir de julho de 2001, a Companhia otimizou a capacidade de geração da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta, passando a operar todas as unidades instaladas na potência de 110 MW cada máquina, elevando a capacidade instalada da usina, tendo alcançado 1.210 MW com as 11 máquinas.

A CESP também mantém outras atividades operacionais, tais como eclusagem no âmbito da Hidrovia Tietê-Paraná, florestamento, reflorestamento e piscicultura, como meio de proteger os ambientes modificados pela construção de seus reservatórios e instalações. Como concessionária de serviço público de energia elétrica, a CESP tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e opera suas usinas de forma integrada com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Da receita operacional da Companhia, 94,42% (93,07% em 2000) são provenientes de suprimento de energia elétrica a concessionárias, excluindo-se as receitas relacionadas à recomposição tarifária e venda de energia de geração livre. Os principais clientes são: Eletropaulo – Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (ELETROPAULO); Bandeirante Energia S.A. (BANDEIRANTE); Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL); ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A. (ELEKTRO); e Companhia Piratininga de Força e Luz (PIRATININGA), criada em 2001 no processo de reestruturação patrimonial e societária da BANDEIRANTE.

2. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

Dando cumprimento à determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, as presentes Demonstrações Contábeis estão sendo apresentadas contendo o resultado do processamento do movimento de energia elétrica no país, divulgado pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE), em 13 de março de 2002.

Necessário ressaltar que, conforme consta do comunicado do MAE, os demonstrativos divulgados têm caráter preliminar e contêm os melhores números para se proceder ao registro contábil-financeiro, os quais estão sendo utilizados apenas para este fim.

Como é do amplo conhecimento do mercado, o Setor Elétrico Brasileiro foi submetido, em 2001, a um Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, tendo sido criada pelo Governo Federal a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica para administrar programas de ajuste de demanda, coordenar esforços para aumento da oferta e implementar medidas de caráter emergencial.

Nesse período de excepcionalidade, a aplicação comercial das regras de mercado traria conseqüências irreparáveis aos agentes do mercado de energia elétrica, motivo pelo qual exigiu-se o esforço da sociedade, das autoridades governamentais, do Poder Concedente e de todos os agentes do Setor Elétrico Nacional.

Ao final do ano de 2001, alcançou-se o Acordo Geral do Setor Elétrico entre Geradoras, Distribuidoras e o Governo Federal, atuando o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES como agente financiador. O Acordo assumido foi operacionalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que estabeleceu, em Resoluções, os procedimentos contábeis necessários a refletir o Acordo e diversas outras decisões do Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

As Demonstrações Contábeis obedecem estritamente às resoluções da ANEEL e possuem os seguintes valores contabilizados relativos a este período de excepcionalidade:

					<u>2001</u>
					<u>Receitas</u>
	<u>Energia de Geradores Livres</u>	<u>Acordo de Reembolso</u>	<u>Energia de Curto Prazo</u>	<u>Recomposição Tarifária</u>	<u>Total</u>
ATIVO					
Valores a Receber – energia					
Circulante – Fechamento MAE 2001	-	-	153.055	-	153.055
Circulante	133.448	7.454	-	4.719	145.621
Realizável a longo prazo	266.897	14.908	-	9.438	291.243
	<u>400.345</u>	<u>22.362</u>	<u>153.055</u>	<u>14.157</u>	<u>589.919</u>
Despesas					
	<u>Energia de Geradores Livres</u>	<u>Acordo de Reembolso</u>	<u>Energia de Curto Prazo</u>		
PASSIVO					
Valores a Pagar – energia					
Circulante – Fechamento MAE 2001	-	-	145.170		
Circulante – Parcela MAE/ABRAGE 2001	-	-	153.796		
Circulante	443.186	7.454	-		
Exigível a longo Prazo	-	14.908	-		
	<u>443.186</u>	<u>22.362</u>	<u>298.966</u>		

2.1. Energia Livre

Em vista das condições hidrológicas desfavoráveis e do baixo nível de armazenamento dos reservatórios de várias regiões do país, entre elas a região Sudeste onde se encontra a CESP, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS restringiu a geração de origem hidráulica e acionou os Geradores Livres (produtores que dispunham de energia não comprometida em Contratos), principalmente de origem térmica.

Esses Geradores Livres são remunerados integralmente pelos preços praticados pelo Mercado Atacadista de Energia – MAE e este custo foi dividido entre os geradores do sistema, proporcionalmente à Energia Assegurada de cada um deles, sendo que a CESP responde por cerca de 12% da Energia Assegurada do país.

De acordo com os demonstrativos divulgados em 13 de março de 2002 pelo MAE, com as ressalvas já mencionadas quanto ao seu caráter preliminar, coube à CESP a responsabilidade pela parcela de R\$ 443.186. Este valor foi registrado em conta de Resultado como Despesa e encontra-se integralmente registrado no Passivo Circulante.

Considerando que parte desse valor, ou seja, R\$ 400.345, será paga por conta de recursos futuros, que virão mensalmente dos Distribuidores de Energia Elétrica, em decorrência da Recomposição Tarifária Extraordinária, prevista nas Medidas Provisórias nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, e nº 14, de 21 de dezembro de 2001, esta parcela foi registrada em conta de Resultado como Receita e em contas do Ativo, sendo R\$ 133.448 no Circulante e R\$ 266.897 no Realizável a Longo Prazo.

Em termos práticos, entretanto, os Geradores Livres receberão à vista, sendo que a parcela de R\$ 400.345 será paga da seguinte forma: 90% mediante recursos que advirão do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES; 10% utilizando-se recursos da CESP. O pagamento só ocorrerá após os montantes envolvidos terem sido homologados pela ANEEL.

A diferença, R\$ 42.841, após homologada, será paga diretamente pela CESP e representa a quantidade de energia livre, limitada ao preço médio de R\$ 49,26 (quarenta e nove reais e vinte e seis centavos) por MWh, tendo remanescido como Despesa do exercício.

2.2. Acordo de Reembolso

Considerando que a CESP atende, diretamente, consumidores finais, estes já se encontram onerados em suas tarifas por conta da Recomposição Tarifária Extraordinária. Assim a CESP, na parcela que atua como Distribuidora, recebeu o mesmo tratamento, e foi abrangida pelo Acordo de Reembolso, cabendo à CESP a parcela de R\$ 22.362.

O Acordo de Reembolso prevê que os consumidores gerarão recursos adicionais que as Distribuidoras repassarão às Geradoras para que cumpram seus compromissos com o BNDES. Prevê, ainda, que os recursos oriundos da Recomposição Tarifária Extraordinária vigorarão por um período estimado de 3 anos, de modo que a parcela de R\$ 22.362 foi contabilizada como Receita em contrapartida às contas do Ativo, sendo R\$ 7.454 no Ativo Circulante e R\$ 14.908 no Realizável a Longo Prazo. À medida que ingressarem os recursos, os mesmos serão transferidos aos Geradores, de modo que a mesma parcela foi registrada como Despesa em contrapartida às contas do Passivo Circulante e Exigível a Longo Prazo, pelos mesmos valores do Ativo.

2.3. Recomposição Tarifária Extraordinária

Cumprindo o Acordo Geral do Setor Elétrico previsto na Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, a CESP apurou o valor de R\$ 14.157 como o montante necessário a recompor sua receita no período do racionamento, relativa ao fornecimento de energia aos consumidores finais diretamente atendidos por ela, observada a metodologia prevista na Resolução ANEEL nº 31/2002.

Esta recomposição refere-se às perdas resultantes do Programa Emergencial de Consumo de Energia Elétrica no fornecimento de energia a consumidores finais através de aumento tarifário da ordem de 7,9%, no caso da Companhia. Este aumento vigorará pelo prazo necessário para que a Companhia recupere as perdas incorridas durante o período de redução do consumo de energia e sua Administração estima que este montante deverá ser realizado num prazo de 36 meses, a partir de 27 de dezembro de 2001. Essas perdas são determinadas com base na comparação das receitas de venda de energia efetivamente verificadas no período compreendido entre 1º de junho de 2001 e a data de término do programa de redução de energia e as receitas que haviam sido projetadas pela Companhia para esse período, ajustadas por certos fatores, desconsiderando-se a ocorrência do plano de racionamento. Os cálculos dessas perdas estão sujeitos à revisão e homologação pela ANEEL, o que deverá ocorrer em 2002.

No Acordo o montante apurado está contabilizado como Receita em contra-partida a Valores a Receber, R\$ 4.719 no Ativo Circulante e R\$ 9.438 no Realizável a Longo Prazo.

2.4. Energia de Curto Prazo

Representa as variações apuradas mensalmente, resultantes do balanço processado no âmbito do MAE, entre compromissos assumidos pela Companhia com seu mercado e demais Agentes do MAE versus o efetivo comportamento de cada integrante do sistema.

As variações positivas da Companhia são tratadas como Receita e atingiram R\$ 153.055.

A CESP pleiteia o reconhecimento de crédito decorrente do ganho de produção nas unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), conforme Ofício ANEEL nº 28/2000-SRG, que, de julho a dezembro de 2001, pelos cálculos da Companhia, estima-se em aproximadamente R\$ 70 milhões a seu favor.

As variações negativas (exposições) são tratadas como Despesa e atingiram R\$ 298.966. Parte das variações negativas - no caso da CESP a parcela de R\$ 153.796, demonstrada na Nota 23.3 Energia Comprada como "Parcela MAE/ABRAGE – 2001" – foi formalmente questionada pela coletividade dos Geradores representados pela ABRAGE – Associação Brasileira das Grandes Geradoras de Energia Elétrica, em reunião realizada no último dia 20 de março de 2002, com representantes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Conselho do Mercado Atacadista de Energia – COMAE, que integram o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Na reunião foi decidido que a controvérsia será solucionada entre as partes, em até 30 dias a partir daquela data, mediante análise detalhada do tratamento a que foi ou deve ser submetida tal parcela, sendo que a decisão final será da Câmara de Gestão da Crise de Energia – CGE.

2.5. Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela "A"

Adicionalmente ao quadro que se encontra no início desta Nota, considere-se o valor das variações da Parcela "A", referentes a custos não gerenciáveis incorridos durante o ano de 2001, calculados na forma da Portaria Interministerial nº 25/2002 e Resoluções ANEEL nº 72/2002 e 90/2002, que montam a R\$ 13.595. Deste valor, R\$ 5.992 estão apropriados no Ativo Circulante como Despesas Pagas Antecipadamente, já que serão contempladas quando do próximo reajuste a ser concedido às tarifas de fornecimento a consumidores finais atendidos diretamente pela CESP, previsto para dezembro de 2002 e o restante, R\$ 7.603 estão registrados como Realizável a Longo Prazo – Despesas Pagas Antecipadamente e serão compensados através da Recomposição Tarifária Extraordinária prevista nas Medidas Provisórias nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001, e nº 14, de 21 de dezembro de 2001.

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, na forma da Legislação Societária Brasileira, conjugada com a legislação específica aplicável às concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica, emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e com as instruções da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

As Demonstrações Contábeis contemplam a correção monetária do ativo permanente, das obrigações vinculadas à concessão e do patrimônio líquido até 31 de dezembro de 1995, conforme legislação vigente.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo, através da Resolução nº 444 de 26 de outubro de 2001, um documento denominado “Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica”, contendo o Plano de Contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas e financeiras, resultando em alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2002. As Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2001 e 2000 não refletem quaisquer reclassificações para estarem de acordo com o novo plano de contas.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a. Aplicações Financeiras

As aplicações financeiras são registradas ao custo, acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço.

b. Consumidores e Revendedores

As contas a receber incluem os valores de fornecimento e suprimento de energia elétrica faturados, contabilizados de acordo com o regime de competência, além dos acréscimos moratórios, quando aplicáveis.

c. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Constituída em montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir possíveis perdas na realização de créditos a receber.

d. Almojarifado

Os materiais em estoque nos almoxarifados, classificados no ativo circulante (quando para manutenção), estão registrados ao custo médio de aquisição e no ativo imobilizado em curso (quando destinados a obras), ao custo de aquisição.

e. Investimentos

As participações societárias minoritárias em empresas e outros investimentos estão registrados ao custo de aquisição, deduzido de provisão para perdas, quando aplicável.

f. Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção, corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995, incluindo a Correção Monetária Complementar – CMC, Lei nº 8.200, de 28 de junho de 1991. A depreciação foi calculada pelo método linear, de acordo com as taxas anuais fixadas pelo Poder Concedente, determinadas pela Resolução ANEEL nº 002, de 24 de dezembro de 1997, atualizada pela Resolução ANEEL nº 044, de 17 de março de 1999.

Em função do disposto nas Instruções Gerais nº 35 e 36 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários, relativamente aos financiamentos obtidos, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo. Mesmo procedimento foi adotado até 31 de dezembro de 1998 para os juros computados sobre o capital próprio que financiou as obras em andamento, conforme previsto na legislação específica do Serviço Público de Energia Elétrica.

Os Custos Indiretos de Obras em Andamento são apropriados mensalmente às imobilizações em curso, mediante rateio, limitados a 10% dos gastos diretos com pessoal e mão-de-obra de terceiros, atribuíveis às obras em curso.

g. Empréstimos, Financiamentos e outras Obrigações

Os empréstimos e financiamentos são atualizados pelas variações monetárias e cambiais, incorridas até a data do balanço, incluindo juros e demais encargos previstos contratualmente.

Outras obrigações estão atualizadas com base nos indexadores aplicáveis, incluindo juros e demais encargos previstos legal ou contratualmente.

h. Outros Direitos e Obrigações

Os demais Ativos e Passivos Circulantes e de Longo Prazo estão atualizados até a data do balanço, quando legal ou contratualmente exigido.

i. Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro

O imposto de renda e a contribuição social são registrados pela Companhia, observando-se as disposições aplicáveis quanto à inclusão de despesas não dedutíveis, receitas não tributáveis, consideração de diferenças intertemporais e existência de saldos de prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social acumulados.

j. Provisões para Contingências

Estão atualizadas até a data do balanço pelo montante provável de perda, observada a natureza de cada contingência. Os fundamentos e a natureza das provisões estão descritos na Nota 18.

k. Planos de Benefícios pós Aposentadoria

A Companhia patrocina planos de aposentadoria e assistência médica aos seus empregados, administrados pela Fundação CESP. Os passivos atuariais foram calculados adotando o método de crédito unitário projetado, conforme previsto na Deliberação CVM nº 371/2000. As demais considerações relativas a esses planos estão descritas na Nota 26.

l. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

m. Estimativas

A preparação de demonstrações contábeis de acordo com as práticas de contabilidade emanadas da legislação societária brasileira requer que a Administração da CESP se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas da Companhia, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes do Acordo Geral do Setor Elétrico, Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A – CVA, provisão para créditos de liquidação duvidosa, créditos fiscais diferidos, recuperação dos saldos de ativos imobilizado, provisão para contingências e planos de aposentadoria e pensão, que estão discutidas nas Notas 2, 11, 18 e 26.

n. Prejuízo por Ação

Determinado com base na quantidade de ações do capital social integralizado em circulação na data do balanço.

5. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	<u>Tipo de Aplicação</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Banco Nossa Caixa S.A	CDB / CDI	-	469.716

6. CONSUMIDORES E REVENDEDORES

	<u>2001</u>			<u>2000</u>
	<u>Vincendos</u>	<u>Vencidos até 90 dias</u>	<u>Vencidos há mais de 90 dias</u>	<u>Total</u>
Consumidores				
Industrial	7.762	-	-	26.808
Serviços Públicos	-	-	19.050	-
	<u>7.762</u>	<u>-</u>	<u>19.050</u>	<u>26.808</u>
Revendedores				
Suprimento	302.764	3.834	30.076	207.269
Outros	8.596	1.410	11.055	-
	<u>311.360</u>	<u>5.244</u>	<u>41.131</u>	<u>207.269</u>
Total	<u>319.122</u>	<u>5.244</u>	<u>60.181</u>	<u>234.077</u>

A Companhia mantém registrada Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – Consumidores/ Revendedores no montante de R\$ 29.598.

7. VALORES A RECEBER

<u>Devedor</u>	<u>Objeto</u>	<u>2001</u>		<u>2000</u>
		<u>Circulante</u>	<u>Longo Prazo</u>	<u>Total</u>
SECRETARIA DE ESTADO DOS NEGÓCIOS DA FAZENDA	– Créditos Consolidados	9.085	489.582	530.797
	– Contrato Financeiro	11.576	7.718	26.386
		<u>20.661</u>	<u>497.300</u>	<u>557.183</u>

7.1. Créditos Consolidados

Inclui saldo de R\$ 483.715 de contrato firmado em 17 de novembro de 2000, para recebimento em 120 parcelas mensais, e saldo de R\$ 14.952 de contrato firmado em 1º de dezembro de 2000, com amortização em 48 parcelas mensais. Ambos os contratos são corrigidos pelo IGP–M e juros de 6% a.a.

7.2. Contrato Financeiro

Contrato celebrado em 06 de agosto de 1999, cujos montantes são repassados mensalmente para a Fundação CESP. O contrato vem sendo amortizado em 48 parcelas mensais, corrigidas pela variação do IGP–M, acrescido de juros de 6% a.a. (Nota 17.2).

8. OUTROS CRÉDITOS – CIRCULANTE

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Devedores Diversos	11.178	25.819
Concessionárias de Energia	1.056	10.158
Fundação CESP	4.264	4.264
Outros	11.170	6.812
	<u>27.668</u>	<u>47.053</u>

9. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
CIRCULANTE		
Imposto de Renda (a)	32.085	77.313
Contribuição Social (b)	414	12.419
ICMS s/ Aquisições do Imobilizado (c)	3.104	4.758
	<u>35.603</u>	<u>94.490</u>
LONGO PRAZO		
ICMS s/ Aquisições do Imobilizado (c)	8.702	-
	<u>44.305</u>	<u>94.490</u>

(a) Refere-se a crédito de Imposto de Renda decorrente de recolhimento por estimativa em 1998 e de retenções sobre rendimentos de aplicações financeiras dos exercícios de 1998 a 2001.

(b) Refere-se a crédito de Contribuição Social sobre o Lucro decorrente de recolhimento por estimativa em 1998.

(c) Refere-se a crédito de ICMS sobre aquisições de materiais e equipamentos aplicados no ativo permanente, que são compensáveis com recolhimentos mensais à razão de 1/48, a partir de 1º de janeiro de 2001, conforme Lei Estadual nº 10.699, de 19 de dezembro de 2000.

10. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Ações Cíveis	15.512	7.219
Ações Trabalhistas	<u>8.531</u>	<u>10.161</u>
	<u>24.043</u>	<u>17.380</u>

11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia, com base nas análises relativas às projeções operacionais plurianuais, considerando os cenários de mercado atacadista de energia, a entrada em operação das novas unidades geradoras e a recuperação do custo de construção incorrido e a incorrer da Usina Engenheiro Sérgio Motta, reconheceu os créditos tributários relativos ao prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social sobre o lucro, bem como sobre as diferenças intertemporais, conforme Deliberação CVM nº 273/98.

Composição dos saldos:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Imposto de Renda		
Prejuízos Fiscais	543.850	156.985
Diferenças Intertemporais	<u>72.638</u>	<u>140.138</u>
	<u>616.488</u>	<u>297.123</u>
Contribuição Social sobre o Lucro		
Base Negativa	146.649	22.286
Diferenças Intertemporais	<u>13.283</u>	<u>39.427</u>
	<u>159.932</u>	<u>61.713</u>
	<u>776.420</u>	<u>358.836</u>

O registro do Imposto de Renda e da Contribuição Social diferidos está suportado em projeções financeiras preparadas pela Administração da Companhia, para os próximos 10 anos, conforme recomendado pelo Poder Concedente, visando determinar a recuperabilidade dos saldos de prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças intertemporais. Essas projeções adotam como premissas básicas o aumento das receitas em função da quantidade física de energia a ser colocada à disposição do mercado e reajustes tarifários futuros sobre energia suprida às distribuidoras, em contraposição à manutenção ou redução do nível de despesas operacionais e financeiras com conseqüente obtenção de resultados positivos. Essas projeções são periodicamente reavaliadas pela Administração da Companhia.

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributários futuros, até o limite de 30% do resultado do exercício. Com base em projeções elaboradas pela Companhia, estima-se que a realização desses créditos fiscais ocorrerá num período de até 10 anos.

O quadro a seguir apresenta a reconciliação do crédito tributário acima demonstrado e o valor calculado pela aplicação de alíquota tributária real de 33% (25% de imposto de renda e 8% de contribuição social sobre o lucro) em 2001.

	<u>Imposto de Renda</u>		<u>Contribuição Social s/ o Lucro</u>	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Prejuízo antes dos impostos	(1.230.903)	(642.700)	(1.230.903)	(642.700)
Créditos diferidos de IRPJ e CSL à alíquota nominal	307.726	160.675	98.472	51.416
Adições Permanentes:				
Doações	(551)	(230)	(176)	(73)
Multas	-	(7.477)	-	-
Outras	<u>(416)</u>	<u>(315)</u>	<u>(130)</u>	<u>(97)</u>
	<u>(967)</u>	<u>(8.022)</u>	<u>(306)</u>	<u>(170)</u>
Exclusões Permanentes:				
Crédito de terceiros p/quitação de encargos s/ débitos – REFIS	-	-	-	5.179
Amortização de encargos inflacionários – Portaria nº 250/85	6.199	6.199	-	-
Remuneração das imobilizações em curso	6.162	5.665	-	-
Outras	<u>245</u>	<u>5.651</u>	<u>53</u>	<u>1.808</u>
	<u>12.606</u>	<u>17.515</u>	<u>53</u>	<u>6.987</u>
	<u>319.365</u>	<u>170.168</u>	<u>98.219</u>	<u>58.233</u>

12. INVESTIMENTOS

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Participações minoritárias em Empresas		
CPFL	859	15.066
FINAM	39.815	39.815
Outras	<u>7.926</u>	<u>7.926</u>
	48.600	62.807
Outros Investimentos	<u>1.620</u>	<u>8.323</u>
	<u>50.220</u>	<u>71.130</u>

13. ATIVO IMOBILIZADO

	<u>2001</u>		<u>2000</u>		<u>2001</u>
	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>	<u>Líquido</u>	<u>Taxas</u>
	<u>Corrigido</u>	<u>Acumulada</u>			<u>Anuais Médias</u>
					<u>de Depreciação (%)</u>
Em Serviço					
Geração	19.125.233	(3.018.386)	16.106.847	15.115.419	2,11
Administração	<u>186.615</u>	<u>(77.570)</u>	<u>109.045</u>	<u>117.414</u>	4,19
	19.311.848	(3.095.956)	16.215.892	15.232.833	
Em Curso					
Geração	1.679.975	-	1.679.975	2.379.320	
Administração	<u>15.343</u>	-	<u>15.343</u>	<u>5.184</u>	
	1.695.318	-	1.695.318	2.384.504	
	<u>21.007.166</u>	<u>(3.095.956)</u>	<u>17.911.210</u>	<u>17.617.337</u>	

Conforme Resolução nº 044, de 17 de março de 1999, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, as taxas anuais de depreciação adotadas no serviço público de energia elétrica passaram a ser, basicamente, de 2,0% a 8,3% para os bens vinculados à geração, transmissão e distribuição; 10,0% para móveis e utensílios e 20,0% para veículos.

Adicionalmente apresenta-se o imobilizado segregado por tipo de bens, com os comentários contidos nas Notas 13.1 e 13.2:

	<u>2001</u>			<u>2000</u>	
	<u>Custo</u>	<u>Remuneração e Encargos Financeiros durante a Construção</u>	<u>Depreciação Acumulada</u>	<u>Líquido</u>	<u>Líquido</u>
	<u>Corrigido</u>				
Em Serviço					
Intangíveis	130	7	(67)	70	66
Terrenos	585.557	81.552	-	667.109	645.152
Reservatórios, Barragens e Adutoras	7.429.092	5.558.775	(1.762.323)	11.225.544	10.557.783
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	1.548.007	727.496	(720.552)	1.554.951	1.407.271
Máquinas e Equipamentos	2.265.185	1.094.407	(598.702)	2.760.890	2.613.168
Veículos	11.334	-	(9.970)	1.364	3.083
Móveis e Utensílios	<u>10.306</u>	-	<u>(4.342)</u>	<u>5.964</u>	<u>6.310</u>
	11.849.611	7.462.237	(3.095.956)	16.215.892	15.232.833
Em Curso	<u>1.348.333</u>	<u>346.985</u>	-	<u>1.695.318</u>	<u>2.384.504</u>
	13.197.944	7.809.222	(3.095.956)	17.911.210	17.617.337

13.1. Encargos Financeiros e Efeitos Inflacionários

De acordo com a Instrução Geral nº 36 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram capitalizados no Ativo Imobilizado em Curso os seguintes valores:

	<u>GERAÇÃO</u>	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Encargos financeiros contabilizados no resultado	601.211	543.012
(-) Transferência para o Imobilizado em curso	<u>(23.855)</u>	<u>(21.777)</u>
	577.356	521.235
Efeitos inflacionários e cambiais contabilizados no resultado	1.319.441	493.834
(-) Transferência para o Imobilizado em curso	<u>(84.831)</u>	<u>(21.693)</u>
	<u>1.234.610</u>	<u>472.141</u>

13.2. Obras em Andamento

A CESP mantém em construção, na bacia do rio Paraná, a Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera) com as seguintes características:

Potência Total Prevista – MW	1.814
Número de Unidades Geradoras Previstas	18
Início das Obras	1980
Primeira Unidade em Operação	1999
Unidades em Operação – até 31 de dezembro de 2001 (Nota 1)	11
Saldo Transferido para “Imobilizado em Serviço” até 31 de dezembro de 2001 – R\$ mil	11.411.968

13.3. Desapropriações

Determinadas propriedades necessárias à implementação dos projetos da Companhia, especificamente aquelas destinadas à construção de reservatórios ou outros empreendimentos ligados às suas atividades, foram desapropriadas de acordo com legislação específica e estão sujeitas a negociações com seus proprietários. Nos casos em que há dificuldade de se chegar a estimativas precisas de valor, seja pelo tempo necessário à obtenção das sentenças judiciais ou pela imprevisibilidade dos resultados das negociações, a Companhia registra o custo das desapropriações como parte do ativo imobilizado somente ao final do seu processo. Nos casos onde tal previsão é possível, a Companhia provisiona o custo das desapropriações em contrapartida ao ativo imobilizado, além de depósitos judiciais para garantia das ações registradas no imobilizado em curso.

Em 31 de dezembro de 2001, a Companhia mantém registradas provisões estimadas no valor de R\$ 156.371 para fazer face aos custos relacionados às referidas desapropriações (Nota 18).

13.4. Lei das Concessões

Nos termos da legislação de concessões, regulamentadas pelas Leis nºs 8.987/95 e 9.074/95, a CESP solicitou à ANEEL a prorrogação dos prazos para exploração dos serviços de geração de energia elétrica. As prorrogações requeridas deverão ainda ser formalizadas por ato do Ministério de Minas e Energia, que permitirá a assinatura dos respectivos contratos de concessões, por mais trinta anos, nos termos do Decreto 1.717/95, por ocasião da passagem do controle acionário para a iniciativa privada, conforme previsto no Programa Estadual de Desestatização.

A situação do parque gerador da CESP é a seguinte:

		Parque Gerador			
Bacia	Usina Hidrelétrica	Total de máquinas em operação	Potência Instalada	Energia Assegurada (1)	Entrada em Operação (2)
			MW	MW Médio	
Paraná	Ilha Solteira (3)	20	3.444	1.962	18.07.73
	Jupia	14	1.551	1.007	14.04.69
	Três Irmãos (4)	5	808	-	28.11.93
	Engenheiro Sérgio Motta	11	1.210	787	23.01.99
Paraíba	Jaguari	2	28	9	05.05.72
	Paraibuna	2	85	43	20.04.78
			<u>7.126</u>	<u>3.808</u>	

(1) É a energia disponível nas usinas de um sistema interligado, considerando-se o risco pré-fixado de 5% para seu atendimento.

(2) Primeiro Grupo Gerador.

(3) A energia assegurada de Três Irmãos está incluída na de Ilha Solteira.

(4) Localiza-se no rio Tietê, mas em termos operativos integra o complexo de Urubupungá, na bacia do rio Paraná.

13.5. Dos Bens Vinculados à Concessão

De acordo com os artigos nºs 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação. Determina, ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

14. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
CIRCULANTE		
COFINS s/ Receitas Operacionais (Nota 18)	24.855	4.097
PIS s/ Receitas	9.401	1.155
ICMS s/ Fornecimento de Energia	5.648	1.446
Imposto de Renda s/ Remessa ao Exterior	8.425	10.878
Encargos Sociais s/ Folha de Pagamento – Empresa	2.112	2.191
Impostos e Contribuições Sociais de Prestadores de Serviços	548	177
	<u>50.989</u>	<u>19.944</u>
LONGO PRAZO		
Imposto de Renda - Diferido (à alíquota de 6%)	11.318	13.957
	<u>62.307</u>	<u>33.901</u>

15. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL – REFIS

A Companhia aderiu ao programa em 28 de abril de 2000, tendo declarado todos seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS em 30 de junho daquele ano. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC para TJLP), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

Composição dos débitos de tributos e contribuições sociais incluídos no programa:

	<u>Principal</u>	<u>Juros e Multas</u>	<u>Créditos Fiscais</u>	<u>Total</u>	<u>Atualização TJLP</u>	<u>Amortização</u>	<u>Saldo em 31.12.2001</u>	<u>Saldo em 31.12.2000</u>
Contribuição Social	32.811	95.979	(65.639)	63.151	9.751	(7.500)	65.402	64.251
Finsocial	1.629	6.440	(4.404)	3.665	566	(435)	3.796	3.729
IRPJ Contingência 1998	5.389	4.099	(2.803)	6.685	1.032	(794)	6.923	6.801
Contribuição Social – 1998	2.464	1.874	(1.281)	3.057	472	(363)	3.166	3.110
PIS Contingência	17.858	7.417	(5.072)	20.203	3.119	(2.399)	20.923	20.555
Notificação do INSS	93.528	124.597	(85.210)	132.915	20.522	(15.786)	137.651	135.231
Imposto de Renda s/ Indenizações	27.203	31.175	(21.320)	37.058	5.722	(4.401)	38.379	37.704
	<u>180.882</u>	<u>271.581</u>	<u>(185.729)</u>	<u>266.734</u>	<u>41.184</u>	<u>(31.678)</u>	<u>276.240</u>	<u>271.381</u>

Do saldo existente em 31 de dezembro de 2001, R\$ 258.183 refere-se a parcelas de longo prazo.

Foram utilizados créditos próprios de Base Negativa de Contribuição Social e Prejuízos Fiscais no montante de R\$ 180.550, e créditos de Base Negativa de Contribuição Social de terceiros no valor de R\$ 5.179, para amortização de juros e multas.

Para garantia dos débitos acima incluídos no programa, a Companhia arrolou bens imóveis de sua propriedade (não vinculados à geração de energia elétrica).

Tendo em vista a linearidade dos encargos financeiros incidentes sobre as parcelas mensais devidas, o valor presente dos débitos em 31 de dezembro de 2001 é de R\$ 206.954. Este cálculo foi efetuado com base nas projeções de receita, que consideram, entre outros fatores, a entrada em operação de novas unidades geradoras da Usina Engenheiro Sérgio Motta, reajustes tarifários e mercado atacadista de energia. Considera também a atualização do saldo da dívida pela TJLP (estimada em 10,0% a.a.). Estima-se o pagamento do montante total da dívida em aproximadamente 14 anos. Em atendimento à Instrução CVM nº 346, de 29 de setembro de 2000, a Companhia optou por não registrar o ajuste ao valor presente apurado.

No período de abril de 2000 a dezembro de 2001, a Companhia já recolheu a título de REFIS R\$ 31.678, à razão de 1,2% sobre o faturamento mensal.

O programa estabelece ainda, como condição de permanência no mesmo, que os pagamentos sejam efetuados em dia.

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

16.1. Composição

	2001			2000		
	Encargos	Circulante	Principal Longo Prazo	Encargos	Circulante	Principal Longo Prazo
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras (1)	43.145	212.477	2.853.427	46.556	181.295	2.585.205
Medium Term Notes (2)	52.604	-	1.804.966	-	-	586.620
Banco do Brasil S.A. (3)	653	165.054	1.155.379	779	139.091	1.112.728
ELETROBRÁS	657	4.103	19.101	157	3.524	20.105
CPFL (4)	592	23.758	178.188	519	20.021	170.181
Bônus Emitidos no Mercado Alemão (5)	-	-	-	61.648	1.012.292	-
Outras Instituições	205	557	12.333	296	730	27.535
	<u>97.856</u>	<u>405.949</u>	<u>6.023.394</u>	<u>109.955</u>	<u>1.356.953</u>	<u>4.502.374</u>
Moeda Nacional						
Instituições Financeiras (6)	2.019	24.494	275.555	2.028	22.743	278.599
ELETROBRÁS	-	206	3.356	-	205	3.571
Fundação CESP (7)	-	41.527	117.549	-	34.241	135.056
Debêntures (8)	-	-	264.160	-	-	-
Certificados a Termo de Energia Elétrica (9)	-	483.763	499.238	-	224.613	645.728
	<u>2.019</u>	<u>549.990</u>	<u>1.159.858</u>	<u>2.028</u>	<u>281.802</u>	<u>1.062.954</u>
	<u>99.875</u>	<u>955.939</u>	<u>7.183.252</u>	<u>111.983</u>	<u>1.638.755</u>	<u>5.565.328</u>

(1) Do montante de principal R\$ 314.893 referem-se a empréstimos indexados a outras moedas (FF, Sw Fr e DM) com taxas de juros que variam de 3,50% à 8,49% a.a., resultando numa média de juros de aproximadamente 5,62% a.a.

O restante, no valor de R\$ 2.751.011, integra a reestruturação da dívida externa brasileira, concluída em 15 de abril de 1994, no contexto do Plano Brady, e é composto como segue:

Tipo	Anos		Amortização	Taxa de Juros % a.a.	Saldo em 31.12.2001
	Vencto. (c)	Carência			
Bônus de Conversão da Dívida (a)	18	10	17 parcelas semestrais	LIBOR semestral + 7/8	611.248
Bônus de Dinheiro Novo (a)	15	7	17 parcelas semestrais	LIBOR semestral + 7/8	146.424
Bônus de Redução Temporária de Juros – FLIRB (a)	15	9	13 parcelas semestrais	5º e 6º anos - 5,00 7º ano - LIBOR semestral + 13/16	124.531
Bônus de Capitalização (a)	20	10	21 parcelas semestrais	5º e 6º anos - 5,00 7º ano - 8,00	674.133
Bônus de Desconto (b)	30	-	Única ao final de 30 anos	LIBOR semestral + 13/16	383.875
Bônus ao Par (b)	30	-	Única ao final de 30 anos	5º ano - 5,50 6º ano - 5,75 do 7º ano ao 30º ano - 6,00	551.295
Bônus de Juros – EI (a)	12	3	19 parcelas semestrais	LIBOR semestral + 13/16	259.505
					<u>2.751.011</u>

(a) Possuem como garantia a vinculação de receitas da Companhia

(b) Demonstrada pelo líquido, deduzido o depósito em garantia exigido no montante de US\$ 149,630 mil. Adicionalmente possuem como garantia a vinculação de receitas da Companhia.

(c) A partir de 15 de abril de 1994.

(2) Do montante de principal, R\$ 696.120 referem-se a notas de médio prazo, emitidas em junho de 1997 pela CESP, no mercado internacional. O valor é equivalente a US\$ 300 milhões, com juros fixos de 9,125% a.a. nos 5 primeiros anos e 9,625% a.a. nos 5 anos seguintes.

Essas notas possuem algumas cláusulas restritivas, limitando a possibilidade de dar em garantia os ativos da Companhia, em parte ou no todo, para saldar dívidas com terceiros; impossibilitando firmar contratos de arrendamento na forma de "Sale and Leaseback" e obrigando o cumprimento de determinados índices econômico-financeiros. No caso de descumprimento de tais índices por três trimestres consecutivos, a Companhia deverá resgatar as notas em um prazo de 30 dias. A Companhia vem cumprindo satisfatoriamente os índices exigidos.

O vencimento final desses títulos se dará em junho de 2007, porém os detentores dos papéis poderão exercer o direito de resgate antecipado em junho de 2002.

O restante, no valor R\$ 1.108.846, refere-se a programa de Euro-Medium Term Notes de US\$ 500 milhões, cuja operação de lançamento dos títulos no mercado internacional foi concluída pela CESP em fevereiro de 2001, após o credenciamento no Banco Central do Brasil.

A captação foi realizada em duas séries:

a) primeira série, lançada em 12 de fevereiro de 2001 em dólares norte-americanos, no montante de US\$ 300 milhões, com juros semestrais de 10,50% a.a. e vencimento único do principal em 05 de março de 2004; e

b) a segunda série, lançada em Euros em 20 de fevereiro de 2001, no montante de 200 milhões, com juros anuais de 9,75% a.a. e vencimento único do principal em 27 de fevereiro de 2004.

Essas notas possuem cláusulas restritivas semelhantes às exigidas na captação de 1997, acima descrita.

Os recursos da operação foram utilizados integralmente na liquidação do bônus lançado no mercado alemão em 06 de maio de 1996 – item (5).

- (3) Refere-se a “Contrato de Refinanciamento de Dívida”, assinado pela Companhia em 25 de março de 1994, junto ao Banco do Brasil S.A., no qual US\$ 1,067 milhões foram refinanciados por um período de 16 anos, tendo ocorrido o primeiro pagamento em 30 de junho de 1995, com juros baseados na LIBOR + 0,8125% a.a.
- (4) Refere-se à transferência de saldo da Conta de Resultados a Compensar – CRC da CPFL à CESP, atualizado de acordo com a variação do dólar norte-americano, sendo pago em parcelas semestrais até 2010 e juros calculados com base em 50% da taxa LIBOR + 0,40625% a.a. No final de 2001, a CPFL transferiu seus direitos sobre essa dívida para uma de suas controladas.
- (5) Referia-se a bônus emitidos no mercado alemão em 1996, liquidados em maio de 2001, no valor nominal de DM 1.075.000.000. Sobre esses títulos incidiam juros de 9,25% a.a., devidos anualmente.
- (6) Refere-se, principalmente, a saldo de empréstimos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, que serão amortizados até março de 2014, indexados pela TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo e pelo IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado, acrescidos de juros calculados à taxa de 8,40% a.a.
- (7) Refere-se a saldo de contrato (remanescente pós-cisão), com início em 30 de dezembro de 1997, para amortização em 96 parcelas mensais corrigidas pelo custo atuarial ou TR e juros de 8% a.a., prevalecendo o maior dos índices.
- (8) Refere-se à 8ª emissão de debêntures simples, com as características abaixo:

Emissão		Séries	Resgate		Juros % a.a.	Remuneração	Pagamento de Juros	Saldo em 31.12.2001
Nº	Data		Início	Término				
8ª	01.04.2001	18	11.2003	04.2005	2,00	CDI	Mensal	264.160

Nesta emissão foram lançadas 23.000 debêntures, em 18 séries, com um período de carência de 30 meses, prazo final de amortização de 48 meses, iniciando-se em novembro de 2003, remuneradas pela variação da taxa CDI (Certificado de Depósitos Interbancários), mais 2% a.a.

Os recursos obtidos foram utilizados exclusivamente no pagamento de empreiteiros e fornecedores de equipamentos da Usina Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera).

- (9) Os Certificados a Termo de Energia Elétrica CTEE's da 5ª, 6ª e 7ª emissões, são títulos que têm por objetivo único e exclusivo a obtenção de recursos com vistas ao custeio de obras civis e fornecimento de equipamentos para a usina Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera).

Da 5ª emissão foram emitidos 2.415.312 CTEE's, sendo que 1.073.472 estão em circulação, pelo valor unitário de R\$ 280,57 em 36 séries, sendo o prazo de carência de 24 meses. Para atualização será considerado o maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da ELEKTRO ou a taxa ANBID mais 2% a.a. O registro dos CTEE's na CVM ocorreu em 17 de dezembro de 1998. Estes CTEE's oferecem aos seus portadores a opção de resgate (início 1º de junho de 2000 e término 1º de maio de 2003) através de dação desses títulos, em pagamento da parcela de consumo expressa nas contas de energia elétrica emitidas pela ELEKTRO, no montante de um megawatt-hora por certificado.

Da 6ª emissão foram emitidos 2.417.160 CTEE's, sendo que 2.014.300 estão em circulação, pelo valor unitário de R\$ 213,37 em 24 séries, sendo o prazo de carência de 24 meses. Para atualização será considerado o maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da CPFL ou o CDI mais 2% a.a. O registro dos CTEE's na CVM ocorreu em 29 de agosto de 2000. Estes CTEE's oferecem aos seus portadores a opção de resgate (início 1º de outubro de 2001 e término 1º de setembro de 2003) através de dação desses títulos, em pagamento da parcela de consumo expressa nas contas de energia elétrica emitidas pela CPFL, no montante de um megawatt-hora por certificado.

Da 7ª emissão foram emitidos 1.214.700 CTEE's, os quais todos estão em circulação, pelo valor unitário de R\$ 207,48 em 12 séries, sendo o prazo de carência de 24 meses. Para atualização será considerado o maior índice entre a variação da tarifa B3 de energia elétrica da CPFL ou o CDI mais 2% a.a. O registro dos CTEE's na CVM ocorreu em 02 de março de 2001. Estes CTEE's oferecem aos seus portadores a opção de resgate (início 1º de março de 2003 e término 1º de fevereiro de 2004) através de dação desses títulos, em pagamento da parcela de consumo expressa nas contas de energia elétrica emitidas pela CPFL, no montante de um megawatt-hora por certificado.

16.2. O principal, devido em moeda estrangeira, apresenta a seguinte composição:

Moeda	2001			2000		
	R\$ mil	US\$ mil (Equivalente)	%	R\$ mil	US\$ mil (Equivalente)	%
US\$	5.701.724	2.457.216	88,68	4.446.609	2.274.015	75,89
DM	45.920	19.790	0,72	1.074.832	549.674	18,34
FF	243.096	104.765	3,78	298.373	152.589	5,09
Sw Fr	25.877	11.152	0,40	39.513	20.207	0,68
Euro	412.726	177.868	6,42	-	-	-
	<u>6.429.343</u>	<u>2.770.791</u>	<u>100,00</u>	<u>5.859.327</u>	<u>2.996.485</u>	<u>100,00</u>

16.3. O saldo do principal de empréstimos e financiamentos a longo prazo, em 31 de dezembro de 2001, tem seus vencimentos assim programados:

	Moeda Estrangeira		Moeda Nacional	Total
	US\$ mil (Equivalente)	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
2003	153.430	356.020	541.294	897.314
2004	683.004	1.584.842	272.820	1.857.662
2005	197.939	459.297	113.412	572.709
2006	185.911	431.388	52.208	483.596
2007	457.347	1.061.228	24.697	1.085.925
Após 2007	918.212	2.130.619	155.427	2.286.046
	<u>2.595.843</u>	<u>6.023.394</u>	<u>1.159.858</u>	<u>7.183.252</u>

16.4. As principais moedas e indexadores de empréstimos e financiamentos apresentaram as seguintes variações percentuais:

	No Exercício	
	2001	2000
US\$	18,67	9,30
Sw Fr	14,88	7,66
DM	12,05	1,93
FF	12,05	1,93
EURO	12,05	1,93
TR	2,29	2,10
IGP – M	10,38	9,95

17. VALORES A PAGAR

Credor	Objeto	2001		2000
		Circulante	Longo Prazo	Total
ELETROBRÁS	– Energia de ITA IPU, Própria e Transporte de Potência	11.769	122.588	134.357
FUNDAÇÃO CESP	– Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS:			
	Quadro CESP	28.556	425.967	454.523
	Quadro Fundação CESP	787	787	1.574
	– Contrato Financeiro	11.576	7.718	19.294
		<u>40.919</u>	<u>434.472</u>	<u>475.391</u>
		<u>52.688</u>	<u>557.060</u>	<u>609.748</u>
				<u>440.036</u>
				<u>2.067</u>
				<u>26.386</u>
				<u>468.489</u>
				<u>594.897</u>

17.1. ELETROBRÁS

Refere-se a saldo (remanescente pós-cisão) de contrato de refinanciamento do saldo de aquisição de energia, pagável em 168 parcelas mensais desde 15 de junho de 1999, sendo atualizado pela variação do IGP–M, acrescido de juros de 10% a.a., vencíveis mensalmente.

17.2. Fundação CESP

Refere-se a saldo (remanescente pós-cisão) de contrato para a cobertura de déficit técnico atuarial existente junto à Fundação CESP até 31 de outubro de 1997, de parcelamento relativo ao “benefício suplementar proporcional saldado” – BSPS. Este saldo vem sendo amortizado em 240 parcelas mensais, desde 30 de dezembro de 1997, e é atualizado pela variação do IGP–DI, acrescido de juros de 6% a.a., ou pela variação do custo atuarial (que em 2001 foi de 17,70% e 2000 foi de 16,93%), dos dois índices aplica-se o maior. A Companhia efetuou os ajustes relativos à variação do custo atuarial à data do balanço.

Inclui também saldo de contrato financeiro firmado em 06 de agosto de 1999, referente a pagamento de benefícios definidos pela Lei nº 4.819/58, o qual vem sendo amortizado em 48 parcelas mensais, corrigidas pela variação do IGP–M, acrescido de juros de 6% a.a. (Nota 7.2).

18. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia responde por certos processos judiciais, perante diferentes tribunais e instâncias, de natureza trabalhista, tributária e cível. A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais, constituiu provisão para aquelas causas, cujo desfecho desfavorável é considerado provável.

Composição:

	2001			2000		
	Valor da Provisão		Depósitos	Valor da Provisão		Depósitos
	No exercício	Acumulada	Judiciais	No exercício	Acumulada	Judiciais
Trabalhistas						
Ações diversas	5.040	13.391	8.531	3.125	8.351	7.219
Ação de periculosidade	-	11.296	-	3.286	11.296	-
	<u>5.040</u>	<u>24.687</u>	<u>8.531</u>	<u>6.411</u>	<u>19.647</u>	<u>7.219</u>
Cíveis						
Consumidores (Portaria DNAEE nºs 38 e 45/86)	-	13.239	-	5.791	13.239	-
Ações diversas	7.794	14.365	15.512	(37)	6.571	10.161
	<u>7.794</u>	<u>27.604</u>	<u>15.512</u>	<u>5.754</u>	<u>19.810</u>	<u>10.161</u>
Desapropriações e Indenizações						
Ações diversas (Nota 13.3)	(32.784)	156.371	117.739	54.321	189.155	92.405
Tributárias						
COFINS (1)	54.161	88.581	-	17.781	34.420	-
TOTAL	<u>34.211</u>	<u>297.243</u>	<u>141.782</u>	<u>84.267</u>	<u>263.032</u>	<u>109.785</u>

(1) A partir de julho de 1999, a CESP passou a recolher a COFINS sobre o faturamento, à alíquota vigente de 3%, porém continua questionando a constitucionalidade da inclusão na base de cálculo dessa contribuição das receitas financeiras e receitas não operacionais, tendo obtido liminar da 16ª Vara Federal de São Paulo, com sentença favorável ao recolhimento conforme definido pela Lei Complementar 70/91, ou seja, somente sobre o faturamento. A Companhia vem provisionando esses valores (não recolhidos) acrescidos dos encargos moratórios aplicáveis.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais, entende não haver riscos significativos futuros que não estejam cobertos por provisões suficientes em suas demonstrações contábeis ou que possam resultar em impacto significativo de seu fluxo de caixa.

19. TAXAS REGULAMENTARES

	2001	2000
CIRCULANTE		
Reserva Global de Reversão – RGR:		
– Parcelamento – 1997 e 1998 (1)	16.279	16.279
– Parcelamento – 1999 (2)	966	11.594
– Parcelamento – 2000 (3)	919	907
– Quota Mensal	3.548	2.908
– Diferença de Quotas – 2001 (4)	18.782	-
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	7.532	6.723
Quota de Consumo de Combustível – CCC	1.258	1.295
Taxa de Fiscalização – ANEEL	527	556
	<u>49.811</u>	<u>40.262</u>
LONGO PRAZO		
Reserva Global de Reversão – RGR – 1997 e 1998 (1)	1.357	17.636
	<u>51.168</u>	<u>57.898</u>

(1) Através do Despacho da ANEEL nº 43, de 1º de fevereiro de 2000, foi fixado o parcelamento em 36 meses.

(2) Das diferenças de recolhimentos de 1999, foram pagas 11 parcelas mensais fixas (do total de 12) em 2001, conforme Despacho da ANEEL nº 572, de 28 de dezembro de 2000.

(3) Através do Despacho da ANEEL nº 124, de 07 de março de 2002, foi fixado o parcelamento em 11 meses.

(4) Diferenças de recolhimentos de 2001, cuja forma de pagamento depende de definição pela ANEEL.

20. OUTROS – PASSIVO CIRCULANTE

	2001	2000
Convênio Ministério dos Transportes – Hidrovia Tietê-Paraná	-	41.940
Pré-venda de Energia Elétrica	23.277	26.631
Fundação CESP	10.527	16.554
Transferência de CRC – Lei nº 8.631/93	-	8.185
Concessionárias de Energia Elétrica	899	1.605
Outros	3.958	10.931
	<u>38.661</u>	<u>105.846</u>

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

21.1. Capital Social

O capital social integralizado, no valor de R\$ 2.655.433, está dividido em 48.541.652 mil ações ordinárias e 45.156.610 mil ações preferenciais. O capital social autorizado da CESP é representado por 101.653.775 mil ações, sendo 52.663.113 mil ordinárias e 48.990.662 mil preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais não possuem direito a voto; no entanto, têm a prioridade no reembolso do capital e o direito a dividendos de 10% a.a. sobre o capital, não cumulativos.

As ações preferenciais são conversíveis em ações ordinárias e vice-versa, desde que integralizadas, durante períodos específicos, determinados pela Administração. Cada acionista pode solicitar a conversão de até 3% do capital social; entretanto, o total das conversões não pode exceder 5% do capital social.

Principais acionistas em 31 de dezembro de 2001:

	Quantidades de Ações – Em milhares					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Governo do Estado de São Paulo e						
Companhias Ligadas:						
Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda	29.377.531	60,52	6.321.277	14,00	35.698.808	38,10
Banco Nossa Caixa S.A.	5.136.117	10,58	7.686.364	17,02	12.822.481	13,69
Companhia do Metropolitano de São Paulo – METRÔ	1.323.627	2,73	-	-	1.323.627	1,41
Outros	82.933	0,17	-	-	82.933	0,09
	<u>35.920.208</u>	<u>74,00</u>	<u>14.007.641</u>	<u>31,02</u>	<u>49.927.849</u>	<u>53,29</u>
Outros						
Banco do Estado de São Paulo S.A. – BANESPA	6.123.203	12,61	12.981.825	28,75	19.105.028	20,39
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS	37.634	0,08	6.664.527	14,76	6.702.161	7,15
Cypress Corporation	707.824	1,46	119.000	0,26	826.824	0,88
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil	296.439	0,61	260.960	0,58	557.399	0,59
The GMO Emerging Markets Fund	493.600	1,02	339.585	0,75	833.185	0,89
BNDES Participações S.A. BNDESPAR	-	-	791.358	1,75	791.358	0,85
Fund. Economiários Feder Funcef	-	-	645.756	1,43	645.756	0,69
The Bank of New York – ADR Dep	-	-	350.783	0,78	350.783	0,37
Commingled MOMGTCN York	-	-	224.827	0,50	224.827	0,24
Banco JP Morgan S.A.	-	-	193.700	0,43	193.700	0,21
Outros	4.962.744	10,22	8.576.648	18,99	13.539.392	14,45
	<u>48.541.652</u>	<u>100,00</u>	<u>45.156.610</u>	<u>100,00</u>	<u>93.698.262</u>	<u>100,00</u>

21.2. Reservas

	2001	2000
Reservas de Capital		
Ágio na Subscrição de Ações	10.373	10.373
Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio	34.297	34.297
Remuneração das Imobilizações em Curso – Capital Próprio (a)	4.937.750	4.937.750
Doações e Subvenções para Investimentos	29.106	29.106
Subvenções para Investimentos – CRC	429.396	429.396
Incentivos Fiscais – FINAM/FINOR	101.197	101.197
	<u>5.542.119</u>	<u>5.542.119</u>
Reservas de Lucros		
Reserva Legal	198.919	198.919
Reservas Estatutárias (b)	231.912	231.912
Reserva de Lucros a Realizar (c)	968.608	1.031.205
Reserva Especial de Dividendos – Ações Ordinárias – 1999 (d)	137.568	137.568
	<u>1.537.007</u>	<u>1.599.604</u>

a. Remuneração das Imobilizações em Curso

São créditos resultantes da capitalização da remuneração, calculada até 31 de dezembro de 1998, sobre recursos próprios utilizados durante a construção, aplicada às obras em andamento e que somente pode ser utilizada para aumento de capital.

b. Reservas Estatutárias

Constituída de 20% do lucro líquido, deduzido da reserva legal e dos juros sobre o capital próprio, referente aos exercícios de 1997, 1998 e 1999.

c. Reserva de Lucros a Realizar

Os lucros não realizados resultam de saldo credor de correção monetária (até 1995). Esta reserva é realizada na proporção da depreciação do ativo imobilizado. Os montantes realizados são transferidos para a conta de lucros acumulados.

d. Reserva Especial de Dividendos

Em Assembléia Geral Ordinária instalada em 25 de abril de 2000 e concluída em 05 de maio de 2000, foi aprovada a destinação do resultado do exercício de 1999 (ajustado), que compreendeu: (a) o pagamento de dividendos para as ações preferenciais em 03 parcelas iguais nos meses de setembro, outubro e novembro de 2000, (b) a constituição de Reserva Especial correspondente à parcela de lucros não distribuída sob a forma de dividendos às ações ordinárias, em conformidade com os parágrafos 4º e 5º do artigo 202 da Lei nº 6.404/76. Ainda, com base no disposto no artigo 196 da Lei nº 6.404/76 e Instrução CVM nº 59/86, foi aprovada a manutenção do saldo remanescente de lucros na conta de lucros acumulados, em consonância com a necessidade de recursos prevista no Orçamento da Companhia para o exercício de 2000, aprovado na mesma AGO.

Por aprovação da AGO de 25 de abril de 2001, esta reserva foi mantida, tendo em vista as mesmas justificativas apresentadas na época de sua constituição.

A Administração da Companhia propõe para 31 de dezembro de 2001 a manutenção desta Reserva, que se faz necessária devido ao significativo fluxo de recursos para honrar compromissos financeiros e realização de investimentos em 2002.

21.3. Destinação do Resultado

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Prejuízo do Exercício	(813.319)	(414.299)
Realização de Reserva de Lucros a Realizar	<u>62.597</u>	<u>62.664</u>
Prejuízo Ajustado	<u>(750.722)</u>	<u>(351.635)</u>

O prejuízo do exercício findo em 31 de dezembro de 2001 (após a realização de reservas de lucros a realizar) será absorvido pelos lucros acumulados existentes, com base no artigo 189 parágrafo único da Lei nº 6.404/76.

22. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia participa de uma série de transações com partes relacionadas, as quais destacamos as principais:

ATIVO	Secretaria da Fazenda		Banco Nossa Caixa S.A.		Eletrobrás	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
CIRCULANTE						
Aplicações Financeiras (Nota 5)	-	-	-	469.716	-	-
Valores a Receber (Nota 7)	20.661	66.061	-	-	-	-
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO						
Valores a Receber (Nota 7)	<u>497.300</u>	<u>491.122</u>	-	-	-	-
	<u>517.961</u>	<u>557.183</u>	-	<u>469.716</u>	-	-
PASSIVO						
CIRCULANTE						
Empréstimos e Financiamentos (16.1)	-	-	-	-	4.966	3.886
Valores a Pagar (17.1)	-	-	-	-	11.769	10.180
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO						
Empréstimos e Financiamentos (16.1)	-	-	-	-	22.457	23.676
Valores a Pagar (17.1)	-	-	-	-	<u>122.588</u>	<u>116.228</u>
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>161.780</u>	<u>153.970</u>

23. RECEITAS DE VENDA, CUSTO DE COMPRA DE ENERGIA E USO DA REDE ELÉTRICA**23.1. Reajustes Tarifários de Suprimento e Fornecimento de Energia**

A CESP em conjunto com as Concessionárias de Distribuição (ELETROPAULO, BANDEIRANTE, CPFL e ELEKTRO) e a ANEEL, procedeu as negociações objetivando a concatenação das datas de reajustes tarifários. Tal processo teve início em maio de 2000, resultando na alteração das datas de reajuste das tarifas de suprimento da CESP.

O reajuste das tarifas de suprimento da CESP em 2000 e 2001, devido ao processo de concatenação, foi dividido nas datas conforme abaixo:

<u>Distribuidoras Supridas</u>	<u>Data do Reajuste</u>	<u>Resolução ANEEL N°</u>	<u>% de Reajuste</u>
ELETROPAULO (concatenação de datas)	04.07.2000	250 de 03.07.2000	14,93
ELEKTRO, CPFL e BANDEIRANTE	11.08.2000	295 de 10.08.2000	16,06
BANDEIRANTE (concatenação de datas)	11.10.2000	392 de 10.10.2000	3,27
CPFL (concatenação de datas)	08.04.2001	119 de 05.04.2001	8,88
ELETROPAULO	04.07.2001	252 de 02.07.2001	13,35
ELEKTRO (concatenação de datas)	07.08.2001	315 de 06.08.2001	13,57
BANDEIRANTE	11.10.2001	417 de 09.10.2001	11,58

As tarifas de fornecimento foram reajustadas pela Resolução ANEEL nº 544 de 12 de dezembro de 2001, com vigência a partir de 15 de dezembro de 2001, com índice de 22,95%.

23.2. Energia Vendida

	<u>MWh (Não auditado)</u>		<u>R\$ Mil</u>	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Fornecimento				
Industrial	1.860.176	2.122.689	101.965	97.558
Serviço Público	-	11	-	68
	<u>1.860.176</u>	<u>2.122.700</u>	<u>101.965</u>	<u>97.626</u>
Suprimento				
Geração Própria/Outras				
ELETROPAULO	11.593.367	10.944.713	598.483	496.420
BANDEIRANTE	5.266.169	5.841.511	270.302	262.981
CPFL	6.746.347	5.946.768	345.000	262.874
ELEKTRO	5.848.911	5.402.160	254.874	205.097
PIRATININGA	789.497	-	43.651	-
Outras	1.367.691	1.268.839	69.928	53.761
	<u>31.611.982</u>	<u>29.403.991</u>	<u>1.582.238</u>	<u>1.281.133</u>
Comercialização de Curto Prazo				
Fechamento MAE – 2001 (Nota 2.4)	-	-	153.055	-
Faturamento MAE – 2000	-	-	-	54.985
Reversão Estimativa – 2000/1999 (parte)	-	-	(2.933)	-
	<u>31.611.982</u>	<u>29.403.991</u>	<u>1.732.360</u>	<u>1.336.118</u>
Total	<u>33.472.158</u>	<u>31.526.691</u>	<u>1.834.325</u>	<u>1.433.744</u>

25. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Item Extraordinário – REFIS:		
– Notificação do INSS (1)	-	(218.125)
– Imposto de Renda s/ Indenizações (1)	-	(58.382)
Outras Receitas/(Despesas)	<u>(7.343)</u>	<u>(58.699)</u>
	<u>(7.343)</u>	<u>(335.206)</u>

(1) Contingências reconhecidas pela Companhia em março de 2000, face a adesão ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS (Nota 15).

26. PLANOS DE APOSENTADORIA E PENSÃO AOS EMPREGADOS

Através da Fundação CESP são mantidos planos de complementação e suplementação de aposentadorias e pensão aos empregados da CESP.

26.1. Plano “B” e “B1” – Suplementação de Aposentadorias

É regido pela Lei nº 6.435, de 15 de julho de 1977. A entidade patrocinadora é a própria CESP. Proporciona benefícios de suplementação de aposentadorias e pensão, utilizando o regime financeiro de capitalização. O valor presente dos benefícios a serem pagos, menos o valor presente das contribuições futuras, determinam as necessidades de reservas.

A CESP, através de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997 objetivando equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir o risco de futuros déficits.

Em decorrência do saldamento do Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS (Plano B) existente junto à Fundação CESP (Nota 17.2), foi criado o Plano B1 de benefícios, que substituiu o Plano B. Este plano entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 1998.

O custeio desse plano ocorre por contribuições paritárias entre a empresa e os empregados. As taxas de custeio são reavaliadas, periodicamente, por consultores atuariais independentes

A contribuição da patrocinadora no ano de 2001 foi de 8,08% (8,43% em 2000) sobre os salários reais de contribuição.

Os benefícios do Plano B anterior se mantêm idênticos para os participantes assistidos. No caso dos participantes não assistidos, as reservas correspondentes aos mesmos foram salgadas pela patrocinadora em 31 de dezembro de 1997 e os benefícios serão pagos aos participantes, também na forma de renda vitalícia, quando do início do prazo de suas aposentadorias. O saldo do Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS será corrigido até a data do início dos pagamentos dos benefícios pelo IGP–DI publicado pela Fundação Getúlio Vargas e quando do início da concessão dos benefícios de acordo com o mesmo índice, nas mesmas datas em que forem reajustados os benefícios da Previdência Social.

A seguir, as principais informações financeiras do plano da CESP, em 31 de dezembro de 2001 e 2000, fornecidas pela Fundação, demonstrando a posição das reservas com base no parecer dos atuários:

	Plano – B1					
	Plano – B		Benefício Definido		Contribuição Definida	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Valor Corrente do Ativo Líquido	1.609.649	1.466.435	53.438	39.307	1.714	1.230
Reservas Matemáticas (Valor Atuarial dos Benefícios)						
Benefícios Concedidos	1.359.918	1.218.343	22.263	18.099	93	36
Benefícios a Conceder	<u>232.680</u>	<u>268.222</u>	<u>27.573</u>	<u>21.208</u>	<u>1.621</u>	<u>1.194</u>
	1.592.598	1.486.565	49.836	39.307	1.714	1.230
Superávit (déficit) Técnico Atuarial	17.051	(20.130)	3.602	-	-	-
Fundos						
Fundo Cobertura de Oscilação de Risco	-	-	-	-	-	32
Patrimônio	<u>1.609.649</u>	<u>1.466.435</u>	<u>53.438</u>	<u>39.307</u>	<u>1.714</u>	<u>1.262</u>

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Custo Anual dos Planos		
Alocado às Operações	5.291	4.861
Alocado ao Imobilizado em Curso	<u>1.404</u>	<u>1.248</u>
	<u>6.695</u>	<u>6.109</u>

Adicionalmente aos benefícios do plano, a CESP oferece a seus empregados outros benefícios como assistência médica e odontológica, os quais também são administrados pela Fundação CESP.

26.2. Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

A Companhia adotava por prática contábil, até 31 de dezembro de 2000, contabilizar em suas demonstrações contábeis os seus compromissos relacionados aos déficits atuariais verificados nos planos de aposentadoria e pensão de seus funcionários. Com o advento da Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, optou por registrar o ajuste dos passivos referentes a esses planos diretamente no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001, cujo efeito foi um crédito no valor de R\$ 17.051. Na avaliação atuarial dos planos foi adotado o método do crédito unitário projetado, estando os ativos dos planos posicionados em 31 de dezembro de 2001, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

Demonstramos a seguir a situação dos Planos da Companhia em 31 de dezembro de 2001, no que se refere aos riscos de morte e invalidez dos participantes, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

a) Conciliação dos ativos e passivos

	<u>2001</u>
Valor justo dos ativos	998.358
Total do passivo atuarial	(1.646.407)
Superávit técnico atuarial	<u>17.051</u>
Passivo líquido reconhecido no balanço	<u>(630.998)</u>

b) Despesa prevista para 2002

	<u>2002</u>
Custo do serviço	3.182
Custo dos juros	255.852
Rendimento esperado dos ativos	<u>(157.138)</u>
Total	<u>101.896</u>

c) Premissas atuariais

	<u>2001</u>
Taxa real utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	15,54%
Taxa de retorno esperada sobre os ativos do plano	15,54%
Taxa de crescimento salarial futuro	12,27%
Tábua de mortalidade	AT-49 (qx)
Tábua de mortalidade de inválidos	IAPB-55 (qix)
Tábua de entrada em invalidez	LIGHT-MÉDIA (ix)

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Considerando os termos da Instrução CVM nº 235/95, a Companhia procedeu a uma avaliação de seus ativos e passivos contábeis em relação aos valores de mercado, por meio de informações disponíveis e metodologias de avaliação apropriadas. Entretanto, tanto a interpretação dos dados de mercado quanto a seleção de métodos de avaliação requerem considerável julgamento e razoáveis estimativas para se produzir o valor de realização mais adequado. Como conseqüência, as estimativas apresentadas não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado corrente. O uso de diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para estimativas pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

27.1. Considerações sobre Riscos

O negócio da Companhia compreende, principalmente, a geração de energia para venda a empresas concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica. Os principais fatores de risco de mercado que afetam seus negócios são como segue:

a. Risco de Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de câmbio, que impactem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado e as despesas financeiras. A Companhia não mantém operações de “hedge” ou “swap” com a finalidade de proteger-se de referido risco, em função dos montantes, custos envolvidos e oportunidades. No entanto, quando possível, efetua a compra de câmbio antecipada e realiza operações de captação de recursos em reais, como forma de proteção cambial. Da mesma forma, as tarifas estipuladas e autorizadas pelo Poder Concedente não contemplam qualquer proteção para referidos riscos.

Em 31 de dezembro de 2001, significativa parte da dívida financeira da Companhia estava atrelada ao dólar norte-americano e outras moedas estrangeiras, no valor total de R\$ 6.527.199 (Nota 16).

b. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no exterior. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer “hedge” contra esse risco, porém monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a necessidade de substituição de suas dívidas. Em 31 de dezembro de 2001, a Companhia possuía R\$ 3.424.911 em empréstimos e financiamentos, captados a taxas variáveis de juros (Libor).

c. Risco de Crédito

O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pela Companhia como baixo, tendo em vista o concentrado número de seus clientes, o fato de todos se tratarem de empresas de estrutura financeira sólida e serem concessionárias para prestação de serviços públicos de distribuição de energia.

d. Risco Hidrológico

Quatro das principais usinas hidrelétricas da CESP, que representam 99% da energia assegurada para venda, concentram-se na área de influência da bacia do Rio Paraná, região noroeste do Estado de São Paulo. Ilha Solteira, Três Irmãos e Porto Primavera operam com reservatórios de acumulação, enquanto o reservatório de Jupuí opera a fio d'água. A localização geográfica é considerada excelente, pois o Rio Paraná é formado pela confluência de dois grandes rios, o Paranaíba, que desce da região centro-oeste do país, e Grande, na divisa com o Estado de Minas Gerais. Além deles, o Rio Tietê é afluente do Rio Paraná, a montante (rio acima) da Usina de Jupuí.

A Companhia construiu um canal – Canal de Pereira Barreto – de cerca de 9,6 km de comprimento, interligando os reservatórios das usinas de Três Irmãos e Ilha Solteira, o que permite sua operação integrada. Outro fator positivo é que suas usinas se situam a jusante (rio abaixo), em seqüência a inúmeros outros aproveitamentos energéticos existentes a montante, de modo que se beneficia de estar praticamente no fim da cascata, tendo a usina de Itaipu a jusante de suas usinas.

A região é tropical, de elevados índices de precipitação pluviométrica. Riscos de escassez de água por condições pluviométricas são cíclicos, de ocorrência eventual. Situações de seca, como as enfrentadas de 1997 a 2001, só encontram paralelo no quinquênio 1952–1956. Em situações críticas como essa, o Poder Concedente atuará objetivando o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes. Situações hidrológicas desfavoráveis, usualmente de curta duração, são cobertas pelo Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. O MRE é um instrumento financeiro de compartilhamento de risco hidrológico que o Setor Elétrico Brasileiro dispõe e que permite ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS buscar a otimização dos recursos hidrelétricos através do despacho por usina, de modo que insuficiências temporárias de cada agente gerador do sistema, são cobertas por geração adicional de outros geradores, a uma Tarifa de Otimização – TEO de R\$ 4,00 por MWh.

27.2. Valorização dos Instrumentos Financeiros

Os principais instrumentos financeiros ativos e passivos da Companhia em 31 de dezembro de 2001 são descritos a seguir, bem como os critérios para sua valorização/avaliação:

- a. **Disponibilidades** – Compreendem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras. O valor de mercado desses ativos não difere dos valores demonstrados no balanço patrimonial da Companhia.
- b. **Valores a receber e a pagar de energia** – Estes créditos e débitos decorrem basicamente de transações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE e foram registrados e valorizados com base nas informações disponibilizadas, baseado nos preços vigentes durante o ano no MAE. Não houve transações relacionadas com estes créditos ou débitos que pudessem afetar sua classificação e valorização na data do balanço.
- c. **Investimentos** – Aqueles relacionados a ações de companhias abertas estão registrados ao custo de aquisição; no caso do custo de aquisição ser superior ao valor de transações dessas ações em bolsa, foi feita provisão para sua redução a valor de mercado. O valor de mercado dos demais investimentos se aproxima de seus valores contábeis.
- d. **Debêntures** – A Companhia já liquidou sete das oito emissões de debêntures que realizou. Estes títulos são negociados no mercado de balcão. Estão avaliadas conforme os critérios estipulados quando de sua emissão, conforme características definidas na Nota 16.
- e. **Certificados a Termo de Energia Elétrica** – CTEE's – São títulos lançados pela CESP e se caracterizam por ter, na data da emissão, o valor unitário de 1 megawatt/hora da tarifa de fornecimento classe B-3 de uma Distribuidora de energia elétrica. A tarifa da classe B-3 é aplicável aos Consumidores Cativos e é regulada pela ANEEL para cada empresa detentora da rede de distribuição, que estão sujeitas ao controle e à fiscalização do Poder Concedente.

Os CTEE's são negociados em mercado de balcão e oferecem duas alternativas de resgate financeiro, prevalecendo a maior entre: (1) a remuneração pelo índice financeiro definido (Nota 16), e (2) a variação da tarifa B-3. Permite ainda o resgate físico, quando utilizado para pagamento de faturas de energia elétrica junto à Distribuidora, que por sua vez os utiliza para pagar sua fatura junto à CESP.

A Companhia já liquidou 4 das 7 emissões que realizou, nunca tendo ocorrido resgate físico.

A Companhia não mantinha transações com instrumentos financeiros derivativos à data de suas demonstrações contábeis.

ANEXO I

**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000 (Valores em milhares de reais)**

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Caixa gerado (utilizado) nas atividades operacionais:		
Prejuízo do exercício	(813.319)	(414.299)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa		
Depreciação	408.298	371.097
Variação monetária e cambial de itens de longo prazo	970.103	391.310
Baixas de investimentos por alienação	14.207	3.696
Baixas do ativo imobilizado	12.632	14.139
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(417.584)	(223.222)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	18.401	5.317
Déficit atuarial Fundação CESP	-	15.070
Outras	<u>3.718</u>	<u>2.241</u>
	196.456	165.349
Variações nos ativos e passivos		
Revendedores e consumidores	(150.470)	9.570
Valores a receber – energia	(298.676)	-
Valores a receber	45.400	(66.061)
Tributos e contribuições compensáveis	58.887	(16.590)
Cauções e depósitos vinculados	(6.663)	545.836
Almoxarifado	(789)	(3.693)
Outros créditos	13.397	4.862
Crédito de alienação de bens e direitos	-	304.744
Fornecedores	(68.417)	3.577
Supridores de energia elétrica	(8.573)	(63.980)
Tributos e contribuições sociais e REFIS	31.235	(18.601)
Provisão para contingências	34.211	(166.486)
Valores a pagar – energia	749.606	-
Valores a pagar	5.912	(40.305)
Taxas regulamentares	9.549	4.787
Outros passivos	(67.052)	(142.753)
Aumento no realizável a longo prazo	(315.589)	-
Aumento no exigível a longo prazo	102.883	310.815
Redução no realizável a longo prazo	14.908	560.868
Redução no exigível a longo prazo	<u>(76.763)</u>	<u>(51.955)</u>
Caixa gerado pelas operações	269.452	1.339.984
Aplicações no imobilizado	(606.227)	(1.037.020)
Encargos financeiros e efeitos inflacionários alocados ao imobilizado	<u>(35.668)</u>	<u>(18.012)</u>
Caixa utilizado nas atividades de investimentos	(641.895)	(1.055.032)
Empréstimos e financiamentos e encargos de dívidas	2.307.740	1.052.751
Amortização de empréstimos e financiamentos	(2.413.196)	(1.281.420)
Dividendos e juros sobre capital próprio	<u>(13)</u>	<u>(127.871)</u>
Caixa utilizado nas atividades de financiamentos	(105.469)	(356.540)
Diminuição do caixa	<u>(477.912)</u>	<u>(71.588)</u>
Saldo inicial de caixa	<u>485.542</u>	<u>557.130</u>
Saldo final de caixa	<u>7.630</u>	<u>485.542</u>

ANEXO II

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000 (Valores em milhares de reais)**

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Receitas Operacionais	1.851.822	1.435.541
Energia de Geradores Livres e Acordo de Reembolso	422.707	-
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(18.401)	(5.317)
Resultado não Operacional (exceto COFINS e PIS)	(7.066)	(333.165)
	<u>2.249.062</u>	<u>1.097.059</u>
Menos:		
Insumos		
Energia de Geradores Livres e Acordo de Reembolso	465.548	-
Energia Comprada para Revenda	356.396	98.592
Encargos de Uso da Rede Elétrica	30.361	28.931
Serviços de Terceiros	41.333	47.615
Materiais	6.789	11.058
Outros Custos Operacionais	68.912	58.563
	<u>969.339</u>	<u>244.759</u>
VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>1.279.723</u>	<u>852.300</u>
Depreciação	408.298	371.097
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	<u>871.425</u>	<u>481.203</u>
TRANSFERÊNCIAS		
Receitas Financeiras	154.018	282.571
Déficit Atuarial – Fundação CESP	-	(16.017)
Contribuição Social e Imposto de Renda Diferidos	417.584	223.222
Crédito de Base Negativa de Contribuição Social (terceiros)	-	5.179
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	<u>1.443.027</u>	<u>976.158</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Remuneração do Trabalho	68.138	65.753
Impostos, Taxas e Contribuições (COFINS/PIS/ICMS/INSS)	174.966	99.059
Juros e Encargos de Dívidas	697.291	643.758
Variações Monetárias e Cambiais Líquidas	1.240.071	524.303
Arrendamentos e Aluguéis	7.158	8.453
Intrasetoriais – RGR/CCC	68.722	49.131
	<u>2.256.346</u>	<u>1.390.457</u>
Prejuízo do Exercício	(813.319)	(414.299)
TOTAL	<u>1.443.027</u>	<u>976.158</u>

INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS EM 31.03.2002 DA COMPANHIA





Data-Base - 31/03/2001

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIACÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00257-7	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	3 - CNPJ 60.933.603/0001-78	4 - NIRE 353.000.11.996
---------------------------	--	--------------------------------	----------------------------

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO RUA DA CONSOLAÇÃO Nº 1.875 - 14º ANDAR					2 - BAIRRO OU DISTRITO CONSOLAÇÃO		
3 - CEP 01301-100	4 - MUNICÍPIO SÃO PAULO	5 - UF SP	6 - DDD 11	7 - TELEFONE 234-6314	8 - TELEFONE 234-6342	9 - TELEFONE 258-9911	10 - TELEX -
11 - DDD 11	12 - FAX 234-6004	13 - FAX -	14 - FAX -	15 - E-MAIL presiden@cesp.com.br			

1.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME JULIO CESAR LAMOUNIER LAPA				2 - ENDEREÇO COMPLETO RUA DA CONSOLAÇÃO Nº 1.875 - 5º ANDAR			3 - BAIRRO OU DISTRITO CONSOLAÇÃO	
4 - CEP 01301-100	5 - MUNICÍPIO SÃO PAULO	6 - UF SP	7 - DDD 11	8 - TELEFONE 234-6015	9 - TELEFONE 234-6589	10 - TELEFONE 259-7422	11 - TELEX -	
11 - DDD 11	13 - FAX 234-6066	14 - FAX -	15 - FAX -	16 - E-MAIL finance@cesp.com.br ou julio.lapa@cec.cesp.com.br				

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERC. SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2001	31/12/2001	1	01/01/2001	31/03/2001	4	01/10/2000	31/12/2000
9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C						10 - CÓDIGO CVM 00283-6	
11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO TAIKI HIRASHIMA						12 - CPF DO RESPONSÁVEL TÉCNICO 007.568.818-20	

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (Mil)	1 - TRIMESTRE ATUAL 31/03/2001	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/12/2000	3 - IGUAL TRIMESTRE ANTERIOR 31/03/2000
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	48.541.652	48.541.652	48.541.652
2 - PREFERENCIAIS	45.156.610	45.156.610	45.156.610
3 - TOTAL	93.698.262	93.698.262	93.698.262
EM TESOUREARIA			
4 - ORDINÁRIAS	-	-	-
5 - PREFERENCIAIS	-	-	-
6 - TOTAL	-	-	-

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL		3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL	
4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE		5 - ATIVIDADE PRINCIPAL PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		6 - TIPO DE CONSOLIDADO NÃO APRESENTADO	
7 - TIPO DO RELATÓRIO DOS AUDITORES SEM RESSALVA					

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	------------------------------

01.09 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1 - ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais Mil)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais Mil)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Mil)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)
----------	-----------------------	--	---------------------------------------	-------------------------	--	--------------------------------------

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 15/05/2001	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.03.2002</u>	<u>31.12.2001</u>
1	Ativo Total	20.374.804	20.381.567
1.01	Ativo Circulante	778.014	771.094
1.01.01	Disponibilidades	22.851	7.630
1.01.01.01	Numerário Disponível	22.851	7.630
1.01.02	Créditos	649.390	640.523
1.01.02.01	Consumidores	30.241	26.812
1.01.02.02	Revendedores	360.690	357.735
1.01.02.03	Valores a Receber – Energia	303.374	298.676
1.01.02.04	Provisão p/ Créditos de Liquidação Duvidosa	(44.915)	(42.700)
1.01.03	Estoques	8.760	8.862
1.01.04	Outros	97.013	114.079
1.01.04.01	Despesas Pagas Antecipadamente	9.268	6.104
1.01.04.02	Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda	29.811	20.661
1.01.04.03	Cauções e Depósitos Vinculados	21.833	24.043
1.01.04.04	Tributos e Contribuições Compensáveis	9.702	35.603
1.01.04.05	Outros	26.399	27.668
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.654.939	1.649.043
1.02.01	Créditos Diversos	1.088.465	1.076.365
1.02.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	776.367	776.420
1.02.01.02	Valores a Receber – Energia	303.419	291.243
1.02.01.03	Tributos e Contribuições Compensáveis	8.679	8.702
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	487.468	497.300
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	487.468	497.300
1.02.03	Outros	79.006	75.378
1.02.03.01	Despesas Pagas Antecipadamente	9.148	7.603
1.02.03.02	Outros	69.858	67.775
1.03	Ativo Permanente	17.941.851	17.961.430
1.03.01	Investimentos	48.647	50.220
1.03.01.03	Outros Investimentos	48.647	50.220
1.03.01.03.01	Outros Investimentos – Em Serviço	47	1.620
1.03.01.03.02	Outros Investimentos – Participações	48.600	48.600
1.03.02	Imobilizado	17.893.204	17.911.210
1.03.02.01	Em Serviço	16.428.493	16.215.892
1.03.02.02	Em Curso	1.464.711	1.695.318

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/03/2002</u>	<u>31/12/2001</u>
2	Passivo Total	20.374.804	20.381.567
2.01	Passivo Circulante	2.566.639	2.443.635
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.073.485	1.055.814
2.01.03	Fornecedores	126.999	116.549
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	59.852	69.046
2.01.04.01	Imposto de Renda s/ Remessa ao Exterior	1.634	8.425
2.01.04.02	COFINS	24.799	24.855
2.01.04.03	PIS	5.975	9.401
2.01.04.04	ICMS	3.911	5.648
2.01.04.05	Encargos Sociais s/ Folha	1.717	2.112
2.01.04.06	Contribuição Social s/ o Lucro	1.798	-
2.01.04.07	Tributos e Contribuições Sociais – REFIS	19.552	18.057
2.01.04.08	Outros	466	548
2.01.05	Dividendos a Pagar	1.758	1.759
2.01.06	Provisões	322.460	308.833
2.01.06.01	Provisões –Folha de Pagamento	7.812	9.076
2.01.06.02	Provisões – Folha de Pagto./Encargos Sociais	2.138	2.514
2.01.06.03	Provisões Tributárias	106.222	88.581
2.01.06.04	Provisões Conting. Cíveis e Trabalhistas	52.116	52.291
2.01.06.05	Desapropriações e Indenizações	154.172	156.371
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	113.418	52.688
2.01.07.01	Valores a Pagar – ELETROBRÁS/FURNAS	12.220	11.769
2.01.07.02	Fundação CESP	-	29.343
2.01.07.03	Fundação CESP – Contrato Financeiro	11.806	11.576
2.01.07.04	Plano de Pensão F. CESP – Delib. CVM 371	89.392	-
2.01.08	Outros	868.667	838.946
2.01.08.01	Valores a Pagar – Energia	767.998	749.606
2.01.08.02	Encargos do Consumidor	55.429	49.811
2.01.08.03	Outros	45.240	39.529
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	7.899.599	8.041.559
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	6.660.484	6.919.092
2.02.01.01	Moeda Estrangeira	6.010.479	6.023.394
2.02.01.02	Moeda Nacional	650.005	895.698
2.02.02	Debêntures	276.786	264.160
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	664.689	557.060
2.02.04.01	Valores a Pagar – ELETROBRÁS/FURNAS	124.231	122.588
2.02.04.02	Fundação CESP	-	426.754
2.02.04.03	Fundação CESP – Contrato Financeiro	4.919	7.718
2.02.04.04	Plano de Pensão F. CESP – Delib. CVM 371	535.539	-
2.02.05	Outros	297.640	301.247
2.02.05.01	Obrigações Vinculadas à Concessão	15.481	15.481
2.02.05.02	Imposto de Renda	11.318	11.318
2.02.05.03	Quota RGR – Parcelamento 97/98	-	1.357
2.02.05.04	Trbutos e Contribuições Sociais – REFIS	255.933	258.183
2.02.05.05	Valores a Pagar – Energia	14.908	14.908
2.05	Patrimônio Líquido	9.908.566	9.896.373
2.05.01	Capital Social Realizado	2.655.433	2.655.433
2.05.02	Reservas de Capital	5.542.119	5.542.119
2.05.02.01	Doações e Subvenções para Investimento	29.106	29.106
2.05.02.02	Rem. Bens e Direitos Const. Capital Próprio	34.297	34.297
2.05.02.03	Remuneração Imob. Curso Capital Próprio	4.937.750	4.937.750
2.05.02.04	Subvenções para Investimento – CRC	429.396	429.396
2.05.02.05	Ágio na Subscrição de Ações	10.373	10.373
2.05.02.06	Incentivos Fiscais – FINAM/FINOR	101.197	101.197
2.05.04	Reservas de Lucro	1.520.985	1.537.007
2.05.04.01	Legal	198.919	198.919
2.05.04.02	Estatutária	231.912	231.912
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	952.586	968.608
2.05.04.06	Especial p/ Dividendos não Distribuídos	137.568	137.568
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	190.029	161.814

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2002 a 31/03/2002</u>	<u>01/01/2002 a 31/03/2002</u>	<u>01/01/2001 a 31/03/2001</u>	<u>01/01/2001 a 31/03/2001</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	427.589	427.589	385.602	385.602
3.02	Deduções da Receita Bruta	(31.808)	(31.808)	(29.382)	(29.382)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	395.781	395.781	356.220	356.220
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(209.504)	(209.504)	(176.842)	(176.842)
3.05	Resultado Bruto	186.277	186.277	179.378	179.378
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(166.228)	(166.228)	(704.727)	(704.727)
3.06.03	Financeiras	(138.513)	(138.513)	(125.995)	(125.995)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	32.792	32.792	42.962	42.962
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(171.305)	(171.305)	(168.957)	(168.957)
3.06.03.02.01	Encargos de Dívidas/Outras	(171.305)	(171.305)	(168.957)	(168.957)
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(27.715)	(27.715)	(578.732)	(578.732)
3.06.05.01	Variações Monetárias e Cambiais Líquidas	(27.715)	(27.715)	(578.732)	(578.732)
3.07	Resultado Operacional	20.049	20.049	(525.349)	(525.349)
3.08	Resultado não Operacional	(6.006)	(6.006)	(4.923)	(4.923)
3.08.01	Receitas	199	199	995	995
3.08.02	Despesas	(6.205)	(6.205)	(5.918)	(5.918)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	14.043	14.043	(530.272)	(530.272)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(1.798)	(1.798)	-	-
3.11	IR Diferido	(52)	(52)	177.913	177.913
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	12.193	12.193	(352.359)	(352.359)
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	93.698.262	93.698.262	93.698.262	93.698.262
	Lucro por Ação	0,00013	0,00013	-	-
	Prejuízo por Ação	-	-	(0,00376)	(0,00376)

4.1 – NOTAS EXPLICATIVAS

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A CESP – Companhia Energética de São Paulo (“CESP” ou “Companhia”) é uma sociedade de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Governo do Estado de São Paulo. A Companhia tem como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de geração e comercialização de energia elétrica.

Após a cisão parcial, ocorrida em 31 de março de 1999, remanesceram com a CESP as usinas de Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupia, Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), Jaguari e Paraibuna, que representam um expressivo parque gerador instalado de 7.236 MW, correspondente à aproximadamente 57% da potência instalada no Estado de São Paulo.

A CESP tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e opera suas usinas de forma integrada com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Estas informações devem ser analisadas em conjunto com as demonstrações contábeis da Companhia elaboradas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001, preparadas de acordo com a Legislação Societária, normas emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e com as instruções da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

As práticas contábeis adotadas na preparação destas informações são consistentes com aquelas adotadas na preparação das demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2001.

3. MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA – MAE

As presentes Informações Trimestrais estão sendo apresentadas sem contemplar o movimento de energia elétrica resultante do processamento do Mercado Atacadista de Energia – MAE, tendo em vista que o MAE ainda não divulgou formalmente seus demonstrativos, que deverão contemplar, no trimestre, dois meses sob o racionamento decretado em junho de 2001, e que foi mantido até 28 de fevereiro de 2002.

Nos termos do Ofício Circular nº 343/2002 – SFF/ANEEL, de 09 de maio de 2002, o MAE continua enfrentando dificuldades para proceder à contabilização das transações ocorridas no âmbito daquele mercado, em função de algumas imperfeições na forma de apuração dos números, bem como da ausência de algumas definições de grande impacto na apuração dos mesmos, cujas soluções estão na fase final.

Tendo em vista que os números produzidos internamente pelas áreas técnicas da CESP conflitam com os números preliminares que o MAE dispõe, bem como o referido Ofício Circular da ANEEL considera expressamente o grau de imperfeições que a contabilização do MAE pode apresentar, em função das incertezas em relação à solução das pendências existentes, a Administração da CESP decidiu pela não incorporação de qualquer número às Demonstrações deste trimestre, optando por incorporá-los nos meses de sua divulgação, evitando levar ao mercado informações equivocadas que poderiam ser revertidas em curto prazo.

4. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

Ao final do ano de 2001, alcançou-se o Acordo Geral do Setor Elétrico entre Geradoras, Distribuidoras e o Governo Federal, atuando o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES como agente financiador. O Acordo assumido foi operacionalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que estabeleceu, em Resoluções, os procedimentos contábeis necessários a refletir o Acordo e diversas outras decisões do Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

Dando cumprimento à determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Companhia registrou o resultado do processamento do movimento de energia elétrica no país, até 31 de dezembro de 2001, divulgado pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE), em 13 de março de 2002, que foi contemplado nas Demonstrações Contábeis de 2001.

Necessário ressaltar que, conforme constou do comunicado do MAE, os demonstrativos divulgados têm caráter preliminar e contêm os melhores números para se proceder ao registro contábil-financeiro, os quais estão sendo utilizados apenas para este fim.

O quadro abaixo apresenta os valores registrados em dezembro de 2001, com as correspondentes movimentações ocorridas no trimestre:

	Saldo em	1º Trimestre/2002			Saldo em
	31.12.2001	Apropriação	Amortização	Atualização	31.03.2002
ATIVO					
Circulante					
Energia de Geradores Livres	133.448	-	-	5.538	138.986
Acordo de Reembolso	7.454	-	-	-	7.454
Recomposição Tarifária	4.719	549	(1.900)	511	3.879
Energia de C.Prazo – Fechamento MAE 2001	153.055	-	-	-	153.055
	<u>298.676</u>	<u>549</u>	<u>(1.900)</u>	<u>6.049</u>	<u>303.374</u>
Realizável a longo prazo					
Energia de Geradores Livres	266.897	-	-	11.076	277.973
Acordo de Reembolso	14.908	-	-	-	14.908
Recomposição Tarifária	9.438	1.100	-	-	10.538
	<u>291.243</u>	<u>1.100</u>	<u>-</u>	<u>11.076</u>	<u>303.419</u>
	<u>589.919</u>	<u>1.649</u>	<u>(1.900)</u>	<u>17.125</u>	<u>606.793</u>
PASSIVO					
Circulante					
Energia de Geradores Livres	443.186	-	-	18.392	461.578
Acordo de Reembolso	7.454	-	-	-	7.454
Energia de C.Prazo – Fechamento MAE 2001	145.170	-	-	-	145.170
Energia de C.Prazo – Parcela MAE/ABRAGE 2001	153.796	-	-	-	153.796
	<u>749.606</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>18.392</u>	<u>767.998</u>
Exigível a longo prazo					
Acordo de Reembolso	14.908	-	-	-	14.908
	<u>764.514</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>18.392</u>	<u>782.906</u>

4.1. Energia de Curto Prazo

Representam as variações apuradas mensalmente, no ano de 2001, resultantes do balanço processado no âmbito do MAE, entre compromissos assumidos pela Companhia com seu mercado e demais Agentes do MAE versus o efetivo comportamento de cada integrante do sistema.

As variações positivas da Companhia (Receitas) atingiram R\$ 153.055.

As variações negativas (exposições), tratadas como Despesas, atingiram R\$ 298.966. Parte das variações negativas – no caso da CESP a parcela de R\$ 153.796, “Parcela MAE/ABRAGE – 2001” – foi formalmente questionada pela coletividade dos Geradores representados pela ABRAGE – Associação Brasileira das Grandes Geradoras de Energia Elétrica, em reunião realizada no dia 20 de março de 2002, com representantes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Conselho do Mercado Atacadista de Energia – COMAE, que integram o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. Na reunião foi decidido que a controvérsia seria solucionada entre as partes, mediante análise detalhada do tratamento a que foi ou deve ser submetida tal parcela, sendo que a decisão final será da Câmara de Gestão da Crise de Energia – CGE.

A CESP também pleiteia o reconhecimento de crédito decorrente do ganho de produção nas unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), conforme Ofício ANEEL nº 28/2000-SRG, que, de julho a dezembro de 2001, pelos cálculos da Companhia, estima-se em aproximadamente R\$ 70 milhões a seu favor.

5. CRÉDITOS COM PESSOAS LIGADAS

Devedor	Objeto	31.03.2002			31.12.2001
		Circulante	Longo Prazo	Total	Total
Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda	– Créditos Consolidados	18.005	482.549	500.554	498.667
	– Contrato Financeiro	11.806	4.919	16.725	19.294
		<u>29.811</u>	<u>487.468</u>	<u>517.279</u>	<u>517.961</u>

5.1. Créditos Consolidados

Inclui saldo de R\$ 489.322 de contrato firmado em 17 de novembro de 2000, para recebimento em 120 parcelas mensais, e saldo de R\$ 11.232 de contrato firmado em 1º de dezembro de 2000, com amortização em 48 parcelas mensais. Ambos os contratos são corrigidos pelo IGP–M e juros de 6% a.a.

5.2. Contrato Financeiro

Contrato celebrado em 06 de agosto de 1999, cujos montantes são repassados mensalmente para a Fundação CESP. O contrato vem sendo amortizado em 48 parcelas mensais, corrigidas pela variação do IGP–M, acrescido de juros de 6% a.a. (Nota 11.2).

6. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	31.03.2002	31.12.2001
Ações Cíveis	13.287	15.512
Ações Trabalhistas	8.546	8.531
	<u>21.833</u>	<u>24.043</u>

7. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia, com base nas análises relativas às projeções operacionais plurianuais, considerando os cenários de mercado atacadista de energia, a entrada em operação das novas unidades geradoras e a recuperação do custo de construção incorrido e a incorrer da Usina Engenheiro Sérgio Motta, reconheceu os créditos tributários relativos ao prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social sobre o lucro, bem como sobre as diferenças intertemporais, conforme Deliberação CVM nº 273/98.

Composição dos saldos:

	31.03.2002	31.12.2001
Imposto de Renda		
Prejuízos Fiscais	544.413	543.850
Diferenças Intertemporais	71.583	72.638
	<u>615.996</u>	<u>616.488</u>
Contribuição Social sobre o Lucro		
Base Negativa	145.962	146.649
Diferenças Intertemporais	14.409	13.283
	<u>160.371</u>	<u>159.932</u>
	<u>776.367</u>	<u>776.420</u>

O registro do Imposto de Renda e da Contribuição Social diferidos está suportado em projeções financeiras preparadas pela Administração da Companhia, para os próximos 10 anos, conforme recomendado pelo Poder Concedente, visando determinar a recuperabilidade dos saldos de prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças intertemporais. Essas projeções adotam como premissas básicas o aumento das receitas em função da quantidade física de energia a ser colocada à disposição do mercado e reajustes tarifários futuros sobre energia suprida às distribuidoras, em contraposição à manutenção ou redução do nível de despesas operacionais e financeiras com conseqüente obtenção de resultados positivos. Essas projeções são periodicamente reavaliadas pela Administração da Companhia.

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributários futuros, até o limite de 30% do resultado do exercício. Com base em projeções elaboradas pela Companhia, estima-se que a realização desses créditos fiscais ocorrerá num período de até 10 anos.

8.1. Obras em Andamento

A principal obra é a Usina Hidrelétrica Engenheiro Sérgio Motta (Porto Primavera), na bacia do rio Paraná, com as seguintes características:

Potência Total Prevista – MW	1.814
Número de Unidades Geradoras Previstas	18
Início das Obras	1980
Primeira Unidade em Operação	1999
Unidades em Operação – até 31 de março de 2002	12
Saldo Transferido para “Imobilizado em Serviço” até 31 de março de 2002 – R\$ mil	12.659.369

9. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL – REFIS

A Companhia aderiu ao programa em 28 de abril de 2000, tendo declarado todos seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS em 30 de junho daquele ano. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC para TJLP), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

Composição dos débitos de tributos e contribuições sociais incluídos no programa:

	<u>Principal</u>	<u>Juros e Multas</u>	<u>Créditos Fiscais</u>	<u>Total</u>	<u>Atualização TJLP</u>	<u>Amortização</u>	<u>Saldo em 31.03.2002</u>	<u>Saldo em 31.12.2001</u>
Contribuição Social	32.811	95.979	(65.639)	63.151	11.141	(9.069)	65.223	65.402
Finsocial	1.629	6.440	(4.404)	3.665	647	(526)	3.786	3.796
IRPJ Contingência 1998	5.389	4.099	(2.803)	6.685	1.179	(960)	6.904	6.923
Contribuição Social Contingência 1998	2.464	1.874	(1.281)	3.057	539	(439)	3.157	3.166
PIS Contingência	17.858	7.417	(5.072)	20.203	3.564	(2.901)	20.866	20.923
Notificação do INSS	93.528	124.597	(85.210)	132.915	23.448	(19.088)	137.275	137.651
Imposto de Renda s/ Indenizações	27.203	31.175	(21.320)	37.058	6.538	(5.322)	38.274	38.379
	<u>180.882</u>	<u>271.581</u>	<u>(185.729)</u>	<u>266.734</u>	<u>47.056</u>	<u>(38.305)</u>	<u>275.485</u>	<u>276.240</u>

Do saldo existente em 31 de março de 2002, R\$ 255.933 refere-se a parcelas de longo prazo.

Foram utilizados créditos próprios de Base Negativa de Contribuição Social e Prejuízos Fiscais no montante de R\$ 180.550, e créditos de Base Negativa de Contribuição Social de terceiros no valor de R\$ 5.179, para amortização de juros e multas.

Para garantia dos débitos acima incluídos no programa, a Companhia arrolou bens imóveis de sua propriedade (não vinculados à geração de energia elétrica).

Tendo em vista a linearidade dos encargos financeiros incidentes sobre as parcelas mensais devidas, o valor presente dos débitos em 31 de março de 2002 é de R\$ 205.456. Este cálculo foi efetuado com base nas projeções de receita, que consideram, entre outros fatores, a entrada em operação de novas unidades geradoras da Usina Engenheiro Sérgio Motta, reajustes tarifários e mercado atacadista de energia. Considera também a atualização do saldo da dívida pela TJLP (estimada em 10,0% a.a.). Estima-se o pagamento do montante total da dívida em aproximadamente 14 anos. Em atendimento à Instrução CVM nº 346, de 29 de setembro de 2000, a Companhia optou por não registrar o ajuste ao valor presente apurado.

No período de abril de 2000 a março de 2002, a Companhia já recolheu a título de REFIS R\$ 38.305, à razão de 1,2% sobre o faturamento mensal.

O programa estabelece ainda, como condição de permanência no mesmo, que os pagamentos sejam efetuados em dia.

10. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

10.1. Composição

	31.03.2002			31.12.2001		
	Principal			Principal		
	Encargos	Circulante	Longo Prazo	Encargos	Circulante	Longo Prazo
Moeda Estrangeira						
Instituições Financeiras	84.930	194.095	2.856.124	43.145	212.477	2.853.427
Medium Term Notes (1)	21.437	-	1.799.366	52.604	-	1.804.966
Banco do Brasil S.A.	1.425	165.282	1.156.972	653	165.054	1.155.379
ELETOBRÁS	1.207	4.108	19.127	657	4.103	19.101
CPFL	525	23.791	166.539	592	23.758	178.188
Outras Instituições	360	558	12.351	205	557	12.333
	<u>109.884</u>	<u>387.834</u>	<u>6.010.479</u>	<u>97.856</u>	<u>405.949</u>	<u>6.023.394</u>
Moeda Nacional						
Instituições Financeiras (2)	2.012	24.919	304.325	2.019	24.494	275.555
ELETOBRÁS	-	154	3.343	-	206	3.356
Fundação CESP (3)	-	-	-	-	41.527	117.549
Debêntures	-	-	276.786	-	-	264.160
Certificados a Termo de Energia Elétrica	-	548.682	342.337	-	483.763	499.238
	<u>2.012</u>	<u>573.755</u>	<u>926.791</u>	<u>2.019</u>	<u>549.990</u>	<u>1.159.858</u>
	<u>111.896</u>	<u>961.589</u>	<u>6.937.270</u>	<u>99.875</u>	<u>955.939</u>	<u>7.183.252</u>

(1) Essas notas possuem algumas cláusulas restritivas, limitando a possibilidade de dar em garantia os ativos da Companhia, em parte ou no todo, para saldar dívidas com terceiros; impossibilitando firmar contratos de arrendamento na forma de "Sale and Leaseback" e obrigando o cumprimento de determinados índices econômico-financeiros. No caso de descumprimento de tais índices por três trimestres consecutivos, a Companhia deverá resgatar as notas em um prazo de 30 dias. A Companhia vem cumprindo satisfatoriamente os índices exigidos.

O vencimento final da primeira captação ocorrida em 1997 se dará em junho de 2007, porém os detentores dos papéis poderão exercer o direito de resgate antecipado em junho de 2002.

As notas da segunda captação, realizada em fevereiro de 2001, possuem as mesmas cláusulas restritivas da captação anterior, com vencimento final em fevereiro e março de 2004 e também dão aos seus detentores o direito de resgate antecipado em 2003

(2) Inclui, além de empréstimos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, captação realizada em março de 2002, junto ao Banco ABC Brasil S.A., com juros de 0,4% a.m. e vencimento em abril de 2003, cujo saldo é R\$ 30.217.

(3) Valores relacionados ao Plano de Pensão administrado pela Fundação CESP, reclassificados para conta específica no Balanço Patrimonial da Companhia (Nota 13).

10.2. O principal, devido em moeda estrangeira, apresenta a seguinte composição:

Moeda	31.03.2002			31.12.2001		
	R\$ mil	US\$ mil (Equivalente)	%	R\$ mil	US\$ mil (Equivalente)	%
US\$	5.697.692	2.452.097	89,05	5.701.724	2.457.216	88,68
Sw Fr	28.203	12.138	0,44	25.877	11.152	0,41
Euro	672.418	289.386	10,51	701.742	302.423	10,91
	<u>6.398.313</u>	<u>2.753.621</u>	<u>100,00</u>	<u>6.429.343</u>	<u>2.770.791</u>	<u>100,00</u>

10.3. O saldo do principal de empréstimos e financiamentos a longo prazo, em 31 de março de 2002, tem seus vencimentos assim programados:

	Moeda Estrangeira		Moeda Nacional		Total
	US\$ mil (Equivalente)	R\$ mil	R\$ mil	US\$ mil (Equivalente)	R\$ mil
2003	147.830	343.497	376.410	147.830	719.907
2004	679.246	1.578.296	255.387	679.246	1.833.683
2005	197.803	459.616	86.630	197.803	546.246
2006	185.770	431.656	25.122	185.770	456.778
2007	457.467	1.062.970	25.122	457.467	1.088.092
Após 2007	918.594	2.134.444	158.120	918.594	2.292.564
	<u>2.586.710</u>	<u>6.010.479</u>	<u>926.791</u>	<u>2.586.710</u>	<u>6.937.270</u>

10.4. As principais moedas e indexadores de empréstimos e financiamentos apresentaram as seguintes variações percentuais:

	Nos Trimestres Findos em		No Exercício
	31.03.2002	31.03.2001	2001
US\$	0,14	10,55	18,67
Sw Fr	(0,84)	2,52	14,88
EURO	(1,82)	3,25	12,05
TR	0,55	0,35	2,29
IGP – M	0,51	1,42	10,38

11. DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS

Credor	Objeto			31.03.2002	31.12.2001
		Circulante	Longo Prazo	Total	Total
ELETROBRÁS	– Energia de ITAIPU, Própria e Transporte de Potência	12.220	124.231	136.451	134.357
FUNDAÇÃO CESP	– Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS:				
	Quadro CESP (1)	-	-	-	454.523
	Quadro Fundação CESP (1)	-	-	-	1.574
	– Contrato Financeiro	11.806	4.919	16.725	19.294
		11.806	4.919	16.725	475.391
		24.026	129.150	153.176	609.748

(1) Valores relacionados ao Plano de Pensão administrado pela Fundação CESP, reclassificados para conta específica no Balanço Patrimonial da Companhia (Nota 13).

11.1. ELETROBRÁS

Refere-se a saldo (remanescente pós-cisão) de contrato de refinanciamento do saldo de aquisição de energia, pagável em 168 parcelas mensais desde 15 de junho de 1999, sendo atualizado pela variação do IGP–M, acrescido de juros de 10% a.a., vencíveis mensalmente.

11.2. Fundação CESP

Refere-se a saldo de contrato financeiro firmado em 06 de agosto de 1999, referente a pagamento de benefícios definidos pela Lei nº 4.819/58, o qual vem sendo amortizado em 48 parcelas mensais, corrigidas pela variação do IGP–M, acrescido de juros de 6% a.a. (Nota 5.2).

12. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia responde por certos processos judiciais, perante diferentes tribunais e instâncias, de natureza trabalhista, tributária e cível. A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais, constituiu provisão para aquelas causas cujo desfecho desfavorável é considerado provável.

Composição:

	31.03.2002	31.12.2001
Trabalhistas		
Ações diversas	13.216	13.391
Ação de periculosidade	11.296	11.296
	24.512	24.687
Cíveis		
Consumidores (Portaria DNAEE 38 e 45/86)	13.239	13.239
Ações diversas	14.365	14.365
	27.604	27.604
Desapropriações e Indenizações		
Ações diversas	154.172	156.371
Tributárias		
COFINS (1)	106.222	88.581
	312.510	297.243

(1) A partir de julho de 1999, a CESP passou a recolher a COFINS sobre o faturamento, à alíquota vigente de 3%, porém continua questionando a constitucionalidade da inclusão na base de cálculo dessa contribuição das receitas financeiras e receitas não operacionais, tendo obtido liminar da 16ª Vara Federal de São Paulo, com sentença favorável ao recolhimento conforme definido pela Lei Complementar 70/91, ou seja, somente sobre o faturamento. A Companhia vem provisionando esses valores (não recolhidos) acrescidos dos encargos moratórios aplicáveis.

A Administração, baseada na opinião de seus assessores legais, entende não haver riscos significativos futuros que não estejam cobertos por provisões suficientes em suas demonstrações contábeis ou que possam resultar em impacto significativo de seu fluxo de caixa.

13. PLANO DE PENSÃO – FUNDAÇÃO CESP – DELIBERAÇÃO CVM Nº 371/2000

	31.03.2002		
	<u>Circulante</u>	<u>Longo Prazo</u>	<u>Total</u>
– Benefício Suplementar			
Proporcional Saldado – BSPS			
Quadro CESP	31.378	424.804	456.182
Quadro Fundação CESP	797	597	1.394
– Contrato de Dívida	44.743	110.138	154.881
– Ajuste Deliberação CVM nº 371/2000	12.474	-	12.474
	<u>89.392</u>	<u>535.539</u>	<u>624.931</u>

13.1. Benefício Suplementar Proporcional Saldado – BSPS

Refere-se a saldo (remanescente pós-cisão) de contrato para a cobertura de déficit técnico atuarial existente junto à Fundação CESP até 31 de outubro de 1997, de parcelamento relativo ao “benefício suplementar proporcional saldado” – BSPS. Este saldo vem sendo amortizado em 240 parcelas mensais, desde 30 de dezembro de 1997, e é atualizado pela variação do IGP-DI, acrescido de juros de 6% a.a., ou pela variação do custo atuarial, dos dois índices aplica-se o maior. A Companhia efetua os ajustes relativos à variação do custo atuarial ao final do exercício.

13.2. Contrato de Dívida

Refere-se a saldo de contrato (remanescente pós-cisão), com início em 30 de dezembro de 1997, para amortização em 96 parcelas mensais corrigidas pelo custo atuarial ou TR e juros de 8% a.a., prevalecendo o maior dos índices.

13.3. Ajuste Deliberação CVM nº 371/2000

Refere-se ao ajuste para registro proporcional do custo atuarial anual do Plano de Pensão patrocinado pela Companhia, com base em estimativas preparadas por atuário independente, para efeito da implementação da metodologia de reconhecimento dos custos com Plano de Pensão determinada pela Deliberação CVM nº 371/2000.

14. ENCARGOS DO CONSUMIDOR

	<u>31.03.2002</u>	<u>31.12.2001</u>
CIRCULANTE		
Reserva Global de Reversão – RGR:		
– Parcelamento – 1997 e 1998 (1)	13.566	16.279
– Parcelamento – 1999 (2)	-	966
– Parcelamento – 2000 (3)	835	919
– Quota Mensal	3.925	3.548
– Diferença de Quotas – 2001 (4)	18.693	18.782
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	14.099	7.532
Quota de Consumo de Combustível – CCC	3.702	1.258
Taxa de Fiscalização – ANEEL	609	527
	<u>55.429</u>	<u>49.811</u>
LONGO PRAZO		
Reserva Global de Reversão – RGR – 1997 e 1998 (1)	-	1.357
	<u>55.429</u>	<u>51.168</u>

(1) Através do Despacho da ANEEL nº 43, de 1º de fevereiro de 2000, foi fixado o parcelamento em 36 meses.

(2) Das diferenças de recolhimentos de 1999, foram pagas 11 parcelas mensais fixas (do total de 12) em 2001, conforme Despacho da ANEEL nº 572, de 28 de dezembro de 2000.

(3) Através do Despacho da ANEEL nº 124, de 07 de março de 2002, foi fixado o parcelamento em 11 meses.

(4) Diferenças de recolhimentos de 2001, cuja forma de pagamento depende de definição pela ANEEL.

15. RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA (RESULTADO BRUTO)

Para os trimestres findos em 31 de março:

	<u>2002</u>	<u>2001</u>
RECEITA OPERACIONAL		
Fornecimento de energia	30.823	25.916
Suprimento de energia	396.711	359.611
Outras receitas	<u>55</u>	<u>75</u>
	<u>427.589</u>	<u>385.602</u>
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL		
Quota para a reserva global de reversão – RGR	(10.644)	(10.643)
ICMS s/ fornecimento de energia	(5.535)	(4.665)
COFINS s/ receitas operacionais	(12.846)	(11.568)
PIS s/ receitas operacionais	<u>(2.783)</u>	<u>(2.506)</u>
	<u>(31.808)</u>	<u>(29.382)</u>
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	<u>395.781</u>	<u>356.220</u>
DESPESA OPERACIONAL		
Pessoal	(19.374)	(18.481)
Material	(2.220)	(994)
Serviços de terceiros	(9.009)	(9.825)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(16.436)	(16.375)
Quota para a conta de consumo de combustível – CCC	(3.907)	(3.755)
Energia comprada para revenda	(8.534)	(17.294)
Encargos de uso da rede elétrica	(8.076)	(7.350)
Depreciação	(108.289)	(98.923)
Despesas com plano de pensão – Fundação CESP	(25.474)	-
Outras despesas	<u>(8.185)</u>	<u>(3.845)</u>
	<u>(209.504)</u>	<u>(176.842)</u>
RESULTADO DO SERVIÇO	<u>186.277</u>	<u>179.378</u>

16. RECEITAS DE VENDA, CUSTO DE COMPRA DE ENERGIA E USO DA REDE ELÉTRICA**16.1. Reajustes Tarifários de Suprimento e Fornecimento de Energia**

A CESP em conjunto com as Concessionárias de Distribuição (ELETROPAULO, BANDEIRANTE, CPFL e ELEKTRO) e a ANEEL, procedeu as negociações objetivando a concatenação das datas de reajustes tarifários. Tal processo teve início em maio de 2000, resultando na alteração das datas de reajuste das tarifas de suprimento da CESP.

O reajuste das tarifas de suprimento da CESP em 2000 e 2001, devido ao processo de concatenação, foi dividido nas datas conforme abaixo:

<u>Distribuidoras Supridas</u>	<u>Data do Reajuste</u>	<u>Resolução ANEEL Nº</u>	<u>% de Reajuste</u>
ELETROPAULO (concatenação de datas)	04.07.2000	250 de 03.07.2000	14,93
ELEKTRO, CPFL e BANDEIRANTE	11.08.2000	295 de 10.08.2000	16,06
BANDEIRANTE (concatenação de datas)	11.10.2000	392 de 10.10.2000	3,27
CPFL (concatenação de datas)	08.04.2001	119 de 05.04.2001	8,88
ELETROPAULO	04.07.2001	252 de 02.07.2001	13,35
ELEKTRO (concatenação de datas)	07.08.2001	315 de 06.08.2001	13,57
BANDEIRANTE	11.10.2001	417 de 09.10.2001	11,58

As tarifas de fornecimento foram reajustadas pela Resolução ANEEL nº 544 de 12 de dezembro de 2001, com vigência a partir de 15 de dezembro de 2001, com índice de 22,95%.

16.2. Energia Elétrica Vendida para os Trimestres Findos em 31 de Março

	MWh (Não auditado)		R\$ Mil	
	2002	2001	2002	2001
Fornecimento				
Industrial	458.622	516.367	31.144	25.916
Recomposição Tarifária – Ajuste	-	-	(321)	-
Fornecimento – Total	<u>458.622</u>	<u>516.367</u>	<u>30.823</u>	<u>25.916</u>
Suprimento				
Geração Própria/Outras				
ELETROPAULO	2.693.487	2.797.624	147.974	135.073
BANDEIRANTE	730.800	1.471.025	41.005	73.955
CPFL	1.617.281	1.642.585	83.938	78.330
ELEKTRO	1.413.804	1.457.234	66.261	60.056
PIRATININGA	705.537	-	39.629	-
Outras	333.804	332.414	17.904	16.232
Estimativa Mercado Spot	-	-	-	1.053
Reversão Estimativa – 2000 (parte)	-	-	-	(5.088)
Suprimento – Total	<u>7.494.713</u>	<u>7.700.882</u>	<u>396.711</u>	<u>359.611</u>
Energia Elétrica Vendida – Total	<u>7.953.335</u>	<u>8.217.249</u>	<u>427.534</u>	<u>385.527</u>

16.3. Energia Elétrica Comprada e Uso da Rede Elétrica para os Trimestres Findos em 31 de Março

	MWh (Não auditado)		R\$ Mil	
	2002	2001	2002	2001
Revenda				
ITAIPU				
Contrato	97.072	97.789	8.067	7.072
Transporte	-	-	330	298
Excedente	4.987	16.497	7	20
	<u>102.059</u>	<u>114.286</u>	<u>8.404</u>	<u>7.390</u>
Comercialização de Curto Prazo				
Contratos Bilaterais	-	164.500	-	17.544
Estimativa Mercado Spot – 2000	-	-	-	4.288
Reversão Estimativa – 2000 (parte)	-	-	-	(11.928)
Outras	-	-	130	-
	-	<u>164.500</u>	<u>130</u>	<u>9.904</u>
Total	<u>102.059</u>	<u>278.786</u>	<u>8.534</u>	<u>17.294</u>
Uso da Rede Elétrica				
CTEEP (Conexão)	-	-	3.917	3.516
Rede Básica	-	-	4.159	3.834
Total	-	-	<u>8.076</u>	<u>7.350</u>

Os valores de compras e vendas de energia estão vinculados:

- (1) **ITAIPU**
 - a) Contrato e transporte: refere-se a quota parte de Itaipu equivalente a 57 MW médios, para atender as pequenas concessionárias de Distribuição.
 - b) Energia excedente: energia apurada com base na quantidade efetivamente medida, sendo rateada em função das quotas-partes.
- (2) **Comercialização de Curto Prazo**
 - a) Contratos bilaterais: contratos negociados entre a CESP e agentes do setor, visando reduzir sua exposição negativa.
- (3) **Uso da Rede Elétrica**

Encargos de conexão e rede básica: valores fixados conforme Resoluções ANEEL n° 244 e 247/01.

17. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS/VARIAÇÕES MONETÁRIAS E CAMBIAIS LÍQUIDAS**17.1. Para os Trimestres Findos em 31 de Março**

	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Receita		
Rendimento de Aplicações Financeiras	19	15.973
Atualização de Valores a Receber	10.822	15.146
Atualização Bloqueio – Dinheiro (Cauções e depósitos)	-	3.051
Atualização e Acréscimos em Contas de Energia	3.662	1.653
Atualização Energia de Geradores Livres (Nota 4)	16.614	-
Juros sobre o Capital Próprio/Dividendos	32	282
Outras	<u>1.643</u>	<u>6.857</u>
	<u>32.792</u>	<u>42.962</u>
Despesa		
Encargos de Dívidas		
Moeda Estrangeira	(105.849)	(134.726)
Moeda Nacional	<u>(11.387)</u>	<u>(8.671)</u>
	<u>(117.236)</u>	<u>(143.397)</u>
Outras		
Encargos s/ Tributos e Contribuições Sociais	(19.433)	(6.936)
Contrato ELETROBRÁS (Nota 11.1)	(3.193)	(2.930)
Contrato Fundação CESP	(14)	(6.416)
Atualização Energia de Geradores Livres (Nota 4)	(18.392)	-
CPMF	(1.687)	(5.671)
COFINS s/ Receitas Financeiras	(8.632)	(1.414)
PIS s/ Receitas Financeiras	(1.870)	(306)
Imposto s/ Operações Financeiras	(665)	(1.169)
Outras	<u>(183)</u>	<u>(718)</u>
	<u>(54.069)</u>	<u>(25.560)</u>
	<u>(171.305)</u>	<u>(168.957)</u>
	<u>(138.513)</u>	<u>(125.995)</u>
Variações Monetárias e Cambiais Líquidas		
Moeda Estrangeira	2.491	(556.957)
Moeda Nacional	<u>(30.206)</u>	<u>(21.775)</u>
	<u>(27.715)</u>	<u>(578.732)</u>

18. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Considerando os termos da Instrução CVM 235/95, a Companhia procedeu a uma avaliação de seus ativos e passivos contábeis em relação aos valores de mercado, por meio de informações disponíveis e metodologias de avaliação apropriadas. Entretanto, tanto a interpretação dos dados de mercado quanto a seleção de métodos de avaliação requerem considerável julgamento e razoáveis estimativas para se produzir o valor de realização mais adequado. Como conseqüência, as estimativas apresentadas não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado corrente. O uso de diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para estimativas pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

18.1. Valorização dos Instrumentos Financeiros

Os principais instrumentos financeiros ativos e passivos da Companhia em 31 de março de 2002 são descritos a seguir, bem como os critérios para sua valorização/avaliação:

- a. Disponibilidades** – Compreendem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras. O valor de mercado desses ativos não difere dos valores apresentados.
- b. Valores a receber e a pagar de energia** – Estes créditos e débitos decorrem basicamente de transações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE e foram registrados e valorizados com base nas informações disponibilizadas, baseado nos preços vigentes durante o ano de 2001 no MAE. Não houve transações relacionadas com estes créditos ou débitos que pudessem afetar sua classificação e valorização na data do encerramento do trimestre.
- c. Investimentos** – Aqueles relacionados a ações de companhias abertas estão registrados ao custo de aquisição; no caso do custo de aquisição ser superior ao valor de transações dessas ações em bolsa, foi feita provisão para sua redução a valor de mercado. O valor de mercado dos demais investimentos se aproxima de seus valores contábeis.

d. Debêntures – A Companhia já liquidou sete das oito emissões de debêntures que realizou. Estes títulos são negociados no mercado de balcão. Estão avaliadas conforme os critérios estipulados quando de sua emissão, conforme características definidas na Nota 16.1 (8) das demonstrações contábeis de 2001.

e. Certificados a Termo de Energia Elétrica – CTEE's – São títulos lançados pela CESP e se caracterizam por ter, na data da emissão, o valor unitário de 1 megawatt/hora da tarifa de fornecimento classe B-3 de uma Distribuidora de energia elétrica. A tarifa da classe B-3 é aplicável aos Consumidores Cativos e é regulada pela ANEEL para cada empresa detentora da rede de distribuição, que estão sujeitas ao controle e à fiscalização do Poder Concedente.

Os CTEE's são negociados em mercado de balcão e oferecem duas alternativas de resgate financeiro, prevalecendo a maior entre: (1) a remuneração pelo índice financeiro definido (Nota 16.1 (9) das demonstrações contábeis de 2001), e (2) a variação da tarifa B-3. Permite ainda o resgate físico, quando utilizado para pagamento de faturas de energia elétrica junto à Distribuidora, que por sua vez os utiliza para pagar sua fatura junto à CESP.

A Companhia já liquidou 4 das 7 emissões que realizou, nunca tendo ocorrido resgate físico.

A Companhia não mantinha transações com instrumentos financeiros derivativos à data dessas informações.

19. EVENTOS SUBSEQÜENTES

19.1. Captação de Recursos no Mercado Internacional

A Companhia concretizou, em 09 de maio de 2002, a operação de lançamento de títulos no mercado internacional, dentro de um programa de Euro-Medium Term Notes, após credenciamento do Banco Central, tendo captado US\$ 150 milhões, livre de garantia, com juros de 9% a.a. no primeiro ano e 11,5% a.a. nos anos seguintes, com vencimento final dos títulos em maio de 2005.

5.1 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

ANÁLISE DO RESULTADO DO TRIMESTRE

O comportamento das tarifas médias de suprimento, desconsiderados os efeitos da energia excedente e de comercialização de curto prazo, apresentam-se como segue:

	Trimestres Findos em Março		
	2002	2001	Variação (%)
Vendas			
Suprimento – Geração Própria/Outras	52,93	47,22	12,09

As receitas de fornecimento e suprimento de energia atingiram no primeiro trimestre de 2002 R\$ 427.534, superando em 10,9% o mesmo trimestre de 2001, reflexo dos reajustes tarifários homologados pela ANEEL (Nota 16.1).

- Em decorrência de suas receitas e despesas operacionais, o Resultado Bruto (Resultado do Serviço), atingiu R\$ 186.277, superior ao mesmo trimestre do exercício anterior.
- A geração interna de recursos neste trimestre foi de R\$ 320.040 (Resultado do Serviço excluído Depreciação e Despesas Plano de Pensão – Nota 15), superior em 15,0% ao mesmo trimestre de 2001.
- O Resultado financeiro negativo de R\$ 166.228 foi impactado principalmente pelos encargos sobre empréstimos e financiamentos e dívidas (Nota 17.1) da ordem de R\$ 171.305.
- O Resultado Operacional (após o Resultado Financeiro) apresentou-se positivo em R\$ 20.049, principalmente pela evolução do Resultado do Serviço (em relação a 2001) em contraposição aos encargos de dívidas e variações monetárias neste trimestre.
- Decorrente de suas operações e dos eventos comentados, a Companhia encerrou o trimestre com Lucro Líquido de R\$ 12.193.

INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS

		<u>31.03.2002</u>	<u>31.12.2001</u>
1. Endividamento do Ativo			
Exigível Total (-) Obrigações Vinculadas à Concessão			
Ativo Total	=	0,51	0,51
2. Liquidez Corrente			
Ativo Circulante			
Passivo Circulante	=	0,30	0,32
3. Valor Patrimonial da Ação – R\$ por lote de mil	=	105,75	105,62
		<u>Trimestres findos em Março</u>	
		<u>2002</u>	<u>2001</u>
4. Preço Médio Geral – R\$ por MWh (*)			
Receita de Suprimento e Fornecimento			
Energia Vendida (MWh)	=	53,76	47,41
5. Margem Operacional – %			
Resultado do Serviço			
Receita Operacional Líquida	=	47,07	50,36
6. Taxa de Retorno do Imobilizado – %			
Resultado do Serviço			
Ativo Imobilizado Líquido em Serviço	=	1,13	1,18

(*) Exclui Energia Excedente e Energia de Comercialização de Curto Prazo.

10.1 – CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

01	Item	01
02	Nº Ordem	08
03	Nº do Registro na CVM	CVM/SRE/DEB/2001/029 a 046
04	Data do Registro na CVM	05/07/2001
05	Série Emitida	18
06	Tipo de Emissão	Simplex
07	Natureza da Emissão	Pública
08	Data da Emissão	01/04/2001
09	Data de Vencimento	01/11/2003
10	Espécie da Debênture	Subordinada
11	Condição de Remuneração Vigente	CDI + 2% a.a.
13	Valor Nominal (Reais)	10.000,00
14	Montante Emitido (Reais Mil)	230.000
15	Q. Títulos Emitidos (Unidade)	23.000
16	Título Circulação (Unidade)	23.000
22	Data do Próximo Evento	01/11/2003

17.1 – RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL – COM RESSALVA

Aos Administradores e Acionistas da
CESP – Companhia Energética de São Paulo:

- (1) Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais – ITRs da CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO compreendendo o balanço patrimonial em 31 de março de 2002, a demonstração do resultado para o trimestre findo naquela data, o relatório de desempenho e as informações relevantes, preparados de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira e elaborados sob a responsabilidade de sua Administração.
- (2) Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, em: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas Contábil, Financeira e Operacional da Companhia quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subsequentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e as operações da Companhia.
- (3) Conforme descrito na Nota 3, a Companhia não contabilizou os efeitos relacionados à comercialização de energia no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE durante o primeiro trimestre de 2002.
- (4) Baseados em nossa revisão especial, exceto pelos ajustes decorrentes do assunto comentado no parágrafo (3), se houver, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais acima referidas para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira, aplicadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais obrigatórias.
- (5) O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2001, apresentado para fins comparativos, foi por nós auditado, conforme parecer sem ressalva datado de 25 de março de 2002. A demonstração do resultado para o trimestre findo em 31 de março de 2001, apresentada para fins comparativos, foi objeto de uma revisão especial de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, e nosso relatório foi emitido em 11 de maio de 2001, sem ressalvas.
- (6) Conforme comentado na Nota 2, a Companhia registrou em suas demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2001 ativos e passivos relacionados à comercialização de energia livre, com base em dados preliminares fornecidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Adicionalmente, registrou contas a receber relacionadas à recomposição tarifária para o período de racionamento, bem como diferimento relativo à variação de valores da Parcela “A” (CVA) decorrentes da aplicação da Lei nº 10.438/02, Resolução nº 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Resolução nº 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Esses valores serão realizados através de aumentos tarifários extraordinários, já aprovados por resoluções específicas da ANEEL, bem como através da inclusão da CVA na análise anual dos reajustes de suas tarifas, e ambos estão pendentes de revisão e homologação pela ANEEL.

São Paulo, 14 de maio de 2002

ARTHUR ANDERSEN S/C – CRC 2SP000123/O-1
Maurício Pires de Andrade Resende
Sócio-Diretor Responsável
Contador – CRC 1MG049699/S-9



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS EM 31.12.2001 DA CPFL





O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00382-4	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA. PAULISTA FORÇA E LUZ – CPFL	3 - CNPJ 33.050.196/0001-88	6 - NIRE
---------------------------	--	--------------------------------	----------

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) RODOVIA CAMPINAS MOGI-MIRIM KM 2,5			2 - BAIRRO OU DISTRITO JARDIM SANTANA		3 - CEP 13088-900	4 - MUNICÍPIO CAMPINAS		5 - UF SP	
6 - DDD 19	7 - TELEFONE 3756-8704	8 - TELEFONE 3756-8705	9 - TELEFONE 3266-8911	10 - TELEX -	11 - DDD 19	12 - FAX 3756-8777	13 - FAX -	14 - FAX -	15 - E-MAIL cpfl@cpfl.com.br

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME OTÁVIO CARNEIRO DE REZENDE				2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) RODOVIA CAMPINAS MOGI-MIRIM KM 2,5					
3 - BAIRRO OU DISTRITO JARDIM SANTANA			4 - CEP 13088-900	5 - MUNICÍPIO CAMPINAS		6 - UF SP		7 - DDD 19	8 - TELEFONE 3756-8704
9 - TELEFONE 3756-8705	10 - TELEFONE -	11 - TELEX -	12 - DDD 19	13 - FAX 3756-8777		14 - FAX -		15 - FAX -	16 - E-MAIL orezende@cpfl.com.br

01.04 - REFERÊNCIA/AUDITOR

EXERCÍCIO		1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL		
1 - ÚLTIMO		01/01/2001	31/12/2001		
2 - PENÚLTIMO		01/01/2000	31/12/2000		
3 - ANTEPENÚLTIMO		01/01/1999	31/12/1999		
4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C		5 - CÓDIGO CVM 00283-6	6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO MAURÍCIO PIRES DE ANDRADE REZENDE		7 - CPF DO RESP. TÉCNICO 603.835.426-34

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (MIL)	1 31/12/2001	2 31/12/2000	3 31/12/1999
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	12.814.693	12.887.643	13.139.488
2 - PREFERENCIAIS	24.511.915	24.584.772	9.117.765
3 - TOTAL	37.326.608	37.472.415	22.257.253
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	322.886	72.950	251.844
5 - PREFERENCIAIS	1.867.641	72.857	211.541
6 - TOTAL	2.190.527	145.807	463.385

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL	
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO PRIVADA NACIONAL		4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 – SERVIÇOS DE ELETRICIDADE	
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		6 - TIPO DE CONSOLIDADO TOTAL	

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CGC	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	---------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO POR AÇÃO
01	RCA	21/03/2001	JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	28/03/2001	ON	0,0007284399
02	RCA	21/03/2001	JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	28/03/2001	PNA	0,0008012839
03	RCA	21/03/2001	JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	28/03/2001	PNB	0,0008012839
04	RCA	21/03/2001	JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	28/03/2001	PNC	0,0007284399
05	AGO/E	25/04/2001	DIVIDENDO	10/05/2001	ON	0,0012818440
06	AGO/E	25/04/2001	DIVIDENDO	10/05/2001	PNA	0,0014100284
07	AGO/E	25/04/2001	DIVIDENDO	10/05/2001	PNB	0,0014100284
08	AGO/E	25/04/2001	DIVIDENDO	10/05/2001	PNC	0,0012818440

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM O MERCADO

1 - DATA 27/03/2002	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.12.2001</u>	<u>31.12.2000</u>	<u>31.12.1999</u>
1	Ativo Total	7.900.036	6.258.731	6.548.055
1.01	Ativo Circulante	887.959	933.897	979.184
1.01.01	Disponibilidades	11.485	310.190	515.195
1.01.02	Créditos	812.404	547.031	451.963
1.01.03	Estoques	6.885	6.308	6.752
1.01.04	Outros	57.185	70.368	5.274
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.614.808	855.998	673.792
1.02.01	Créditos Diversos	642.355	223.800	65.263
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	784.901	575.566	540.164
1.02.02.01	Com Coligadas	-	-	164.857
1.02.02.02	Com Controladas	784.901	575.566	375.307
1.02.03	Outros	187.552	56.632	68.365
1.03	Ativo Permanente	5.397.269	4.468.836	4.895.079
1.03.01	Investimentos	1.328.997	34.400	29.696
1.03.01.03	Outros Investimentos	1.328.997	34.400	29.696
1.03.02	Imobilizado	1.736.278	1.779.549	1.984.299
1.03.03	Diferido	2.331.994	2.654.887	2.881.084

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.12.2001</u>	<u>31.12.2000</u>	<u>31.12.1999</u>
2	Passivo Total	7.900.036	6.258.731	6.548.055
2.01	Passivo Circulante	1.140.749	703.575	733.038
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	292.068	108.135	96.912
2.01.03	Fornecedores	360.174	237.060	161.178
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	150.017	101.526	112.381
2.01.05	Dividendos a Pagar	11.807	74.999	172.240
2.01.06	Provisões	87.826	71.436	69.460
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	15.499	26.216	20.580
2.01.08	Outros	223.358	84.203	100.287
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.921.666	1.290.630	1.232.034
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.046.009	409.736	451.446
2.02.02	Debêntures	771.482	-	-
2.02.03	Provisões	19.358	18.953	18.539
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	550.161	560.853	480.992
2.02.05	Outros	534.656	301.088	281.057
2.05	Patrimônio Líquido	3.837.621	4.264.526	4.582.983
2.05.01	Capital Social Realizado	3.214.417	3.214.417	1.633.260
2.05.02	Reservas de Capital	594.508	1.021.857	2.731.766
2.05.04	Reservas de Lucro	28.696	28.252	217.957
2.05.04.01	Legal	28.696	28.252	24.013
2.05.04.05	Retenção de Lucros	-	-	193.944

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.12.2001</u>	<u>01.01.2000</u> <u>a 31.12.2000</u>	<u>01.01.1999</u> <u>a 31.12.1999</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	3.769.959	3.127.455	2.609.210
3.02	Deduções da Receita Bruta	(713.689)	(713.870)	(612.994)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	3.056.270	2.413.585	1.996.216
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(2.646.604)	(2.215.489)	(1.582.218)
3.05	Resultado Bruto	409.666	198.096	413.998
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(352.106)	(117.671)	(334.955)
3.06.03	Financeiras	(307.923)	(109.587)	(296.957)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	285.557	131.378	200.218
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(593.480)	(240.965)	(497.175)
3.06.03.02.01	Juros sobre o Capital Próprio	-	(46.837)	(92.036)
3.06.03.02.02	Outros	(593.480)	(194.128)	(405.139)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(44.183)	(8.084)	(37.998)
3.07	Resultado Operacional	57.560	80.425	79.043
3.08	Resultado não Operacional	3.503	(4.199)	(5.576)
3.08.01	Receitas	7.223	22.996	3.214
3.08.02	Despesas	(3.720)	(27.195)	(8.790)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	61.063	76.226	73.467
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(52.180)	(28.731)	(30.294)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	-	(9.557)	(10.972)
3.12.01	Participações	-	(9.557)	(10.972)
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	-	46.837	92.036
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	8.883	84.775	124.237
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	35.136.081	37.326.608	21.793.868
	Lucro por Ação	0,00025	0,00227	0,00570

4.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.12.2001</u>	<u>01.01.2000</u> <u>a 31.12.2000</u>	<u>01.01.1999</u> <u>a 31.12.1999</u>
4.01	Origens	2.079.018	731.654	634.007
4.01.01	Das Operações	266.215	658.511	502.981
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	8.883	84.775	124.237
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	257.332	573.736	378.744
4.01.03	De Terceiros	1.812.803	73.143	131.026
4.02	Aplicações	2.562.130	747.478	461.077
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(483.112)	(15.824)	172.930
4.04	Varição do Ativo Circulante	(45.938)	(45.287)	311.594
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	933.897	979.184	667.590
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	887.959	933.897	979.184
4.05	Varição do Passivo Circulante	437.174	(29.463)	138.664
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	703.575	733.038	594.374
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	1.140.749	703.575	733.038

5.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2001 A 31/12/2001 (Reais Mil)

Código	Descrição	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Reavaliação	Reservas de Lucro	Lucros/Prejuízos Acumulados	Total Patrimônio Líquido
5.01	Saldo Inicial	3.214.417	1.021.857	-	28.252	-	4.264.526
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	-	(169.582)	-	-	-	(169.582)
5.05	Ações em Tesouraria	-	(71.271)	-	-	-	(71.271)
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	8.883	8.883
5.07	Destinações	-	(186.496)	-	444	(444)	(186.496)
5.08	Outros	-	-	-	-	(8.439)	(8.439)
5.09	Saldo Final	3.214.417	594.508	-	28.696	-	3.837.621

5.2 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2000 A 31/12/2000 (Reais Mil)

Código	Descrição	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Reavaliação	Reservas de Lucro	Lucros/Prejuízos Acumulados	Total Patrimônio Líquido
5.01	Saldo Inicial	1.633.260	2.731.766	-	217.957	-	4.582.983
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	-	-	-	-	15.286	15.286
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	1.700.809	(1.700.809)	-	-	-	-
5.05	Ações em Tesouraria	-	(9.015)	-	-	-	(9.015)
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	84.775	84.775
5.07	Destinações	-	-	-	4.239	(100.061)	(95.822)
5.08	Outros	(119.652)	(85)	-	(193.944)	-	(313.681)
5.08.01	Cisão Parcial – AGE de 29.09.2000	(119.652)	-	-	-	-	(119.652)
5.08.02	Reversão da Reserva para Investimento	-	-	-	(193.944)	193.944	-
5.08.03	Dividendos Pagos	-	-	-	-	(193.944)	(193.944)
5.08.04	Outros	-	(85)	-	-	-	(85)
5.09	Saldo Final	3.214.417	1.021.857	-	28.252	-	4.264.526

5.3 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/199 A 31/12/1999 (Reais Mil)

Código	Descrição	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Reavaliação	Reservas de Lucro	Lucros/Prejuízos Acumulados	Total Patrimônio Líquido
5.01	Saldo Inicial	1.309.749	159.048	-	211.745	-	1.680.542
5.04	Realização de Reservas	323.511	2.572.205	-	-	-	2.895.716
5.04.01	Constituição de Reserva – Ágio da Doc4	-	2.895.716	-	-	-	2.895.716
5.04.02	Capitalização do Benefício Fiscal	323.511	(323.511)	-	-	-	-
5.05	Ações em Tesouraria	-	(3.831)	-	-	-	(3.831)
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	124.237	124.237
5.07	Destinações	-	-	-	6.212	(191.130)	(184.918)
5.08	Outros	-	4.344	-	-	66.893	71.237
5.09	Saldo Final	1.633.260	2.731.766	-	217.957	-	4.582.983

6.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.12.2001</u>	<u>31.12.2000</u>	<u>31.12.1999</u>
1	Ativo Total	10.488.100	7.347.279	7.074.359
1.01	Ativo Circulante	1.519.733	1.263.906	1.143.343
1.01.01	Disponibilidades	61.493	344.567	580.301
1.01.02	Créditos	1.059.428	607.017	357.249
1.01.03	Estoques	11.851	8.662	9.367
1.01.04	Outros	386.961	303.660	196.426
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.472.620	467.617	486.719
1.02.01	Créditos Diversos	795.149	56.135	68.029
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	166.309	160.170	164.857
1.02.02.01	Com Coligadas	166.309	160.170	164.857
1.02.03	Outros	511.162	251.312	253.833
1.03	Ativo Permanente	7.495.747	5.615.756	5.444.297
1.03.01	Investimentos	1.121.975	405.351	342.879
1.03.01.02	Participações em Controladas	1.084.388	369.497	312.732
1.03.01.03	Outros Investimentos	37.587	35.854	30.147
1.03.02	Imobilizado	3.234.477	2.446.658	2.188.209
1.03.03	Diferido	3.139.295	2.763.747	2.913.209

6.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.12.2001</u>	<u>31.12.2000</u>	<u>31.12.1999</u>
2	Passivo Total	10.488.100	7.347.279	7.074.359
2.01	Passivo Circulante	2.503.478	1.215.034	895.310
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	917.685	405.443	211.902
2.01.03	Fornecedores	709.770	389.190	190.923
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	260.033	140.095	122.270
2.01.05	Dividendos a Pagar	57.762	74.999	172.240
2.01.06	Provisões	102.555	81.313	79.005
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	171.147	-	-
2.01.08	Outros	284.526	123.994	118.970
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	3.854.659	1.867.719	1.596.066
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.183.203	1.427.166	1.243.891
2.02.02	Debêntures	771.482	-	-
2.02.03	Provisões	52.983	47.618	44.667
2.02.05	Outros	846.991	392.935	307.508
2.04	Participações Minoritárias	292.342	-	-
2.05	Patrimônio Líquido	3.837.621	4.264.526	4.582.983
2.05.01	Capital Social Realizado	3.214.417	3.214.417	1.633.260
2.05.02	Reservas de Capital	594.508	1.021.857	2.731.766
2.05.04	Reservas de Lucro	28.696	28.252	217.957
2.05.04.01	Legal	28.696	28.252	24.013
2.05.04.05	Retenção de Lucros	-	-	193.944

7.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.12.2001</u>	<u>31.12.2000</u>	<u>31.12.1999</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	5.913.976	3.604.362	2.927.960
3.02	Deduções da Receita Bruta	(1.142.922)	(816.616)	(686.343)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	4.771.054	2.787.746	2.241.617
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(4.203.479)	(2.524.608)	(1.839.740)
3.05	Resultado Bruto	567.575	263.138	401.877
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(451.941)	(168.738)	(329.093)
3.06.03	Financeiras	(451.941)	(168.738)	(329.093)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	455.890	176.183	308.764
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(907.831)	(344.921)	(637.857)
3.06.03.02.01	Juros sobre o Capital Próprio	-	(46.837)	(92.036)
3.06.03.02.02	Outras	-	(298.084)	(545.821)
3.07	Resultado Operacional	115.634	94.400	72.784
3.08	Resultado não Operacional	2.148	(6.160)	(6.541)
3.08.01	Receitas	10.929	23.116	3.295
3.08.02	Despesas	(8.781)	(29.276)	(9.836)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	117.782	88.240	66.243
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(82.460)	(47.635)	(23.070)
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	-	(9.556)	(10.972)
3.12.01	Participações	-	(9.556)	(10.972)
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	-	46.837	92.036
3.14	Participações Minoritárias	(26.439)	-	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	8.883	77.886	124.237
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	35.136.081	37.326.608	21.793.868
	Lucro por Ação	0,00025	0,00209	0,00570

8.1 – DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.12.2001</u>	<u>31.12.2000</u>	<u>31.12.1999</u>
4.01	Origens	2.069.601	897.068	753.493
4.01.01	Das Operações	411.646	736.654	506.721
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	8.883	77.886	124.237
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	402.763	658.768	382.484
4.01.03	De Terceiros	1.657.955	160.414	246.772
4.02	Aplicações	3.102.218	1.096.229	567.552
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(1.032.617)	(199.161)	185.941
4.04	Varição do Ativo Circulante	255.827	120.563	414.992
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	1.263.906	1.143.343	728.351
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	1.519.733	1.263.906	1.143.343
4.05	Varição do Passivo Circulante	1.288.444	319.724	229.051
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	1.215.034	895.310	666.259
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	2.503.478	1.215.034	895.310

9.1 – PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES – SEM RESSALVA

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL:

- (1) Examinamos os balanços patrimoniais individuais (controladora) e consolidados da COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL em 31 de dezembro de 2001 e 2000 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis da controlada Rio Grande Energia S.A. relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2001, cujos ativos totais e receitas líquidas naquela data representam 18,1% e 8,6% do total consolidado da Companhia, foram examinadas por outros auditores independentes, cujo parecer foi emitido em 13 de março de 2002, contendo ressalva quanto ao diferimento de variações cambiais passivas líquidas. As demonstrações contábeis da controlada em conjunto Bandeirante Energia S.A. relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2000, cujos ativos totais e receitas líquidas naquela data representam 15,1% e 35,7% do total consolidado da Companhia, foram examinadas por outros auditores independentes, cujo parecer foi emitido em 24 de janeiro de 2001, sem ressalvas. Nossa opinião, no que diz respeito aos valores dessas controladas incluídos nas demonstrações consolidadas e aos investimentos registrados pela equivalência patrimonial nas demonstrações individuais da controladora, está baseada exclusivamente no parecer desses auditores. (2) Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
- (3) A Companhia e sua controlada Rio Grande Energia S.A. optaram pelo diferimento de variações cambiais passivas líquidas, de acordo com as Deliberações CVM nº 404/409. As práticas contábeis geralmente aceitas no Brasil requerem que os efeitos de flutuações nas taxas de câmbio sejam reconhecidos no resultado, no período em que ocorreram. Como consequência, o patrimônio líquido e o ativo diferido em 31 de dezembro de 2001 e o resultado do exercício findo naquela data estão superavaliados em R\$ 53.989, já considerados os efeitos fiscais correspondentes.
- (4) Em nossa opinião, baseada em nossos exames e no parecer de outros auditores independentes, exceto pelos efeitos do assunto comentado no parágrafo (3), as demonstrações contábeis referidas no parágrafo (1) representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL em 31 de dezembro de 2001 e 2000, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos referentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira.
- (5) Conforme comentado nas Notas 2 e 9, a Companhia e suas controladas registraram em suas demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2001 ativos e passivos relacionados à comercialização de energia livre, com base em dados preliminares fornecidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Adicionalmente, registraram contas a receber relacionadas à recomposição tarifária para o período de racionamento, bem como diferimento relativo à variação de valores da Parcela “A” (CVA) decorrentes da aplicação da Medida Provisória 14 (ainda sujeita à aprovação do Congresso Nacional), Resolução nº 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Resolução nº 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Esses valores serão realizados através de aumentos tarifários extraordinários, já aprovados por resoluções específicas da ANEEL, bem como através de inclusão da CVA na análise anual dos reajustes de suas tarifas, e ambos estão pendentes de revisão e homologação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- (6) As informações suplementares contidas no Anexo “A”, referentes à demonstração do valor adicionado, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001 e 2000, são apresentadas com o propósito de permitir análises adicionais e não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas. Essas informações foram por nós examinadas de acordo com os procedimentos de auditoria mencionados no parágrafo (2) e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

São Paulo, 25 de março de 2002

ARTHUR ANDERSEN S/C – CRC 2SP000123/O-1
Maurício Pires de Andrade Resende
Sócio-Diretor Responsável
Contador – CRC 1MG049699/S-9



10.1 – RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

MENSAGEM DA DIRETORIA

PRINCIPAIS FATOS ADMINISTRATIVOS DE GESTÃO DO EXERCÍCIO

Após a conclusão, em 2000, de seu ciclo de reestruturação organizacional, a CPFL iniciou em 2001 o processo de consolidação de sua posição no setor elétrico nacional. Apesar das dificuldades enfrentadas pelo país com o racionamento de energia elétrica e de suas conseqüências em todos os setores da atividade econômica, a empresa realizou operações societárias de grande relevância, como a aquisição de 66,92% do capital social da Rio Grande Energia S.A., empresa que ocupa posição de destaque na distribuição de energia elétrica no Rio Grande do Sul; e deu início, em outubro, às atividades de sua nova controlada – a CPFL Piratininga de Força e Luz, originada a partir da incorporação do patrimônio cindido da Bandeirante Energia S.A.

Internamente, a CPFL acelerou a realização das ações estabelecidas pelo Plano Millennium – denominação do Planejamento Estratégico da empresa, composto por seis diretrizes básicas – Qualidade Total, Reestruturação Organizacional, Rentabilidade Operacional, Desenvolvimento Profissional, Modernização e Expansão Empresarial e que se constitui em ferramenta de direcionamento das ações e dos esforços da empresa.

Agilidade, Confiança, Competitividade e Responsabilidade Social são os atributos que diferenciam a CPFL em todas as suas ações. Em 2001, essas características ficaram mais uma vez evidenciadas e influíram decisivamente na obtenção de resultados.

Nessa direção, não obstante os impactos provocados pelo Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, o último ano foi marcado pela busca permanente da eficiência nas operações, da rentabilidade empresarial, da modernização e, fundamentalmente, da excelência dos serviços e da qualidade do atendimento aos clientes.

No último ano, os esforços da CPFL em direção à excelência dos serviços foram reconhecidos, com a conquista de um importante feito a obtenção simultânea da Certificação de Qualidade NBR ISO 9002, concedida pelo Bureau Veritas Quality International, aos processos “Serviço de Teleatendimento para Consumidores de Energia Elétrica” – que engloba as atividades de Call Center, “Faturamento de Energia Elétrica”, “Melhoria do Atendimento ao Cliente” e “Operação do Sistema Elétrico de Transmissão”. Além disso, no mês de dezembro de 2001, o processo “Coleta de Informações, Processamento de Indicadores Técnicos de Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica” foi recomendado para certificação NBR ISO 9001.

As certificações foram complementadas por outras importantes ações internas:

- Programa 5S: Capacitação de 2003 colaboradores nos conceitos de 5S.
- Projeto Mutirão: responsável pelo descarte de 250 toneladas de sucata, 1.500 peças de mobiliário, 850 peças de equipamentos de escritório e 900 peças de equipamentos de informática.
- Prêmio Troféu 5S: Oferecido às equipes de trabalho e às unidades que mais se destacaram com ações nesse campo da qualidade.
- Padronização de atividades operacionais e revisão de processos nas áreas administrativas e operacionais. Nas áreas operacionais, a padronização de atividades culminou com o desenvolvimento do treinamento “CPFL Padrão”, destinados a eletricitistas, técnicos e engenheiros.

A modernização da CPFL constituiu-se também em foco de atuação constante, destacando-se ações que proporcionaram resultados significativos:

- Modernização da Gestão e Renovação da Frota de Veículos: Estabelecimento de medidas que propiciaram agilidade, confiabilidade e otimização dos processos administrativos e redução de 14% nas despesas com abastecimento e manutenção dos veículos.
- Modernização das Instalações: Implantação de cerca de 1.500 estações de trabalho, dotadas de novo mobiliário e equipamentos ergonômicos e reforma de áreas construídas, como as instalações do Call Center (com área de 2 mil m²) e do Centro de Operação do Sistema (20 mil m²), considerado hoje uma das mais modernas unidades do país em sua área de atuação.

- Modernização de Sistemas: Realização de “upgrade” do software de gestão empresarial R/3 da SAP, que terá reflexos positivos para as operações futuras da empresa. Numa primeira etapa, os novos recursos do R/3 serão destinados à CPFL para, posteriormente, ser transportados para as outras empresas do grupo. Com isso, haverá otimização de gestão e maior integração com as empresas controladas.
- Implantação do novo Centro de Operação do Sistema Elétrico, centralizado em Campinas, permitindo o total monitoramento do sistema elétrico.
- Implantação de novos padrões de redes e de inovações tecnológicas e em automação.

Na área de comercialização de energia, o destaque ficou para a implantação do site de comercialização de energia na internet. Inserido no programa CPFL Business, o site foi responsável, apenas em 2001, pelo alcance da significativa marca de 1.346 transações comerciais realizadas, contabilizando 90.994 MWh negociados, num total de R\$ 21,5 milhões. Os resultados obtidos demonstraram a receptividade dessa iniciativa no mercado, constituindo-se em nova frente de atuação para a empresa.

Na área de desenvolvimento dos seus recursos humanos, a CPFL investiu maciçamente em programas direcionados para a melhoria dos indicadores de produtividade do quadro de pessoal, bem como na busca por crescentes índices de satisfação dos seus colaboradores, com destaque para os programas Passaporte CPFL e CPFL Management, destinados ao desenvolvimento das competências básicas estabelecidas pela empresa para os seus colaboradores e quadros gerenciais; para o Programa CPFL Padrão, focado na padronização das atividades dos eletricitistas e técnicos da empresa; e para a implantação de novo Plano de Cargos e Salários, do novo Sistema de Gestão de Desempenho – Valor Pessoal CPFL e do programa de Gestão de Saúde. A empresa iniciou também o processo de implantação do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional, baseado na norma OHSAS 18001.

Todo esse conjunto de ações contribuiu para um salto expressivo nos indicadores de satisfação dos colaboradores internos, como foi comprovado por pesquisa de clima organizacional realizada pela Hay do Brasil. Os resultados foram bastante eloqüentes: o índice global de favorabilidade dos colaboradores em relação à empresa alcançou a marca de 60%. Como exemplo do amplo grau de satisfação, a pesquisa revelou que 81% dos empregados consideram a CPFL um dos melhores lugares para se trabalhar, na comparação com outras empresas.

Considerada benchmarking em distribuição de energia elétrica no Brasil, a CPFL obteve ainda indicadores expressivos nos itens relacionados à excelência na prestação de serviços. Destaque para os indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica, que alcançaram os melhores resultados da história da empresa, colocando-a em lugar de destaque em todo o setor elétrico brasileiro. Fruto dos investimentos realizados, da incorporação de novas tecnologias e padrões de rede e de permanente atuação preventiva no sistema elétrico, o índice de Duração Equivalente de Interrupção de Energia Elétrica – DEC, que mede o número médio de horas de interrupção do fornecimento de energia a cada consumidor, em 2001, foi reduzido de 6,85 horas para 5,82 horas anuais. Já o indicador Frequência Equivalente de Interrupção de Energia Elétrica – FEC, que apura o número médio de interrupções a que cada consumidor esteve sujeito durante o ano, também sofreu redução significativa, passando de 6 para 5,3 vezes.

Aliado à melhoria permanente dos processos do atendimento prestado pela central de teleatendimento – que já responde por 82% das demandas de atendimento ao cliente, à modernização e à racionalização das Agências de Atendimento e à melhoria significativa dos indicadores de qualidade de faturamento de energia elétrica, a CPFL alcançou Índice de Aprovação do Cliente (IAC,) medido pelo Instituto Vox Populi, de 83,7%.

Como conseqüência do aperfeiçoamento da qualidade interna das operações e dos serviços prestados ao cliente final, além dos investimentos realizados ao longo do ano, a CPFL recebeu da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) o prêmio de Melhor Gestão Operacional de 2001, resultado de seu esforço de melhoria constante de seus indicadores de qualidade de fornecimento.

E como reconhecimento ainda maior, a CPFL também foi contemplada com o prêmio de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil, concedido pela Revista Eletricidade Moderna, a mais importante publicação do setor elétrico brasileiro.

Por todos os avanços realizados pela CPFL, voltados para o reforço da posição no mercado nacional de energia elétrica, o ano de 2001 foi um marco na história da empresa. As diversas ações desencadeadas ao longo do ano nos campos administrativo, societário e social produzirão, com certeza, impactos positivos no futuro da organização. Essas iniciativas ocorreram em sintonia com os esforços de valorização do relacionamento com clientes, acionistas, investidores, comunidade e, principalmente, com os empregados, permanentemente estimulados a prosseguir em seu processo de crescimento pessoal e profissional.

ANÁLISE SETORIAL DO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CPFL

CENÁRIO SÓCIO-ECONÔMICO E OPERACIONAL

Mesmo com o esforço do governo federal em manter sua política macroeconômica de controle da inflação mas visando sempre que possível uma redução das taxas de juros reais objetivando estimular à produção, o racionamento de energia elétrica, a instabilidade política interna e a fragilidade do cenário internacional (crise Argentina, desaceleração da economia norte-americana, etc.), produziram impactos negativos no cenário brasileiro, particularmente nas taxas internas de juros ao consumidor além de grande volatilidade da taxa de câmbio R\$/US\$. Em função dessas condições adversas, a quantidade de energia vendida pela CPFL em 2001 apresentou redução de 9,19% em relação ao ano anterior.

As classes residencial e comercial apresentaram as maiores reduções no volume de consumo de energia elétrica faturada pela empresa, com 15,97% e 10,93%, respectivamente. Essa queda ocorreu em função do engajamento ao programa de racionamento instituído pelo Governo Federal, que fixou meta de 20% de redução de consumo para ambas as classes – aos clientes residenciais, a meta foi aplicada apenas ao consumo superior a 100 KWh.

Com 43,90% do volume faturado pela empresa, a classe industrial apresentou queda de 4,01% no consumo, em função de suas metas de redução de 15%, 17,5%, 20% ou 25%, segundo o ramo de atividade, impactada pelo abrandamento das metas e redução provisória do número de consumidores industriais.

Essa significativa diminuição no número de clientes industriais – 22,04% em relação a 2000 – ocorreu em consequência da aplicação da Resolução nº 51 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, editada em 25 de setembro de 2001, que dispôs sobre a classificação provisória das unidades consumidoras denominadas condomínios residenciais durante o período de racionamento. No mercado de energia da empresa, houve a migração de 11 mil unidades consumidoras industriais para a classificação residencial.

Em 2001, os principais ramos do mercado industrial da CPFL, apresentaram o seguinte comportamento, em relação a 2000:

CONSUMO INDUSTRIAL

	<u>Variação %</u>
Papel e Papelão	(5,3)
Mecânica	(13,8)
Alimentar	2,7
Têxtil	(5,0)
Químico	(4,3)
Metalurgia	(11,7)

MWh FATURADOS

<u>Classes de Consumo</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>Variação %</u>
Residencial	5.772.524	4.850.926	(15,97)
Industrial	8.408.329	8.070.948	(4,01)
Comercial	2.988.354	2.661.813	(10,93)
Rural	872.947	779.334	(10,72)
Outros (incluindo Consumo Próprio)	2.204.740	2.023.173	(8,24)
Total	20.246.894	18.386.194	(9,19)

Nº DE CONSUMIDORES

<u>Classes de Consumo</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>Variação %</u>
Residencial	2.365.734	2.507.801	6,01
Industrial	50.423	39.309	(22,04)
Comercial	221.971	238.676	7,53
Rural	80.674	83.888	3,98
Outros (incluindo Próprio)	22.197	22.275	0,35
Total	2.740.999	2.891.949	5,51

IMPACTOS DO RACIONAMENTO

A) CUMPRIMENTO DE METAS:

De um total de 2.891.949 clientes faturados, 2.317.030 (80,12%), cumpriram suas metas de consumo, com a seguinte distribuição nos principais segmentos:

- Residencial: 79,0%
- Industrial: 83,1%
- Comercial: 83,7%

B) MIGRAÇÃO NAS FAIXAS DE CONSUMO:

Na classe residencial, categoria de consumo mais impactada pelo programa de racionamento, houve a seguinte variação do número de clientes e do consumo por faixa, em relação ao ano anterior:

Clientes:

- 0 a 100 kWh: 75,5%;
- 101 a 200 kWh: 17,5%;
- 201 a 500 kWh: (43,1%);
- > 500 kWh: (69,2%).

Consumo:

- 0 a 100 kWh: 62,9%;
- 101 a 200 kWh: 12,1%;
- 201 a 500 kWh: (46,3%);
- > 500 kWh: (67,7%).

AÇÕES DIRECIONADAS AO FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para otimizar e agilizar o faturamento, atividade diretamente relacionada à capacidade de gerenciamento e obtenção de receitas, a empresa desenvolveu várias iniciativas. Destacam-se:

- Alteração da periodicidade de leitura dos clientes rurais: Antes realizadas semestralmente, as medições passaram a ser trimestrais, alcançando êxito de 95% em toda área de concessão. Graças a essa ação, a empresa evitou perdas de receitas em função do processo de autoleitura, que se mostrava ineficiente em muitos casos.
- Diminuição da ocorrência de refaturamentos: De uma média anual de 21,5 contas refaturadas por lote de mil (índice registrado em janeiro de 2001), houve redução para 7,6 em dezembro de 2001.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O racionamento e a instabilidade política interna foram os fatores que mais produziram impacto no mercado nacional de energia elétrica em 2001. Por conta disso, a CPFL apresentou redução de 9,19% na quantidade física de energia vendida, em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa ocorrência repercutiu diretamente no faturamento da empresa.

Apesar da redução de consumo, a Receita Operacional Líquida cresceu 26,6% (R\$ 642.685 mil), basicamente por conta da recomposição tarifária extraordinária decorrente dos efeitos do racionamento. Contribuiu também a concessão de 17,1% de reajuste tarifário à empresa a partir de 08 de abril de 2001.

As Despesas Operacionais aumentaram em 19,08% (R\$ 421.558 mil, em relação ao 2000). Tal comportamento é justificado basicamente pela variação de 38,4%, (R\$ 466.430 mil) na conta de Energia Comprada para Revenda que, apesar de ter se mantido praticamente com o mesmo volume físico de energia comprada, foi onerada pelo registro do custo com energia livre, pelos encargos do serviço do sistema e pelos efeitos cambiais sobre a energia adquirida de Itaipú, ocorrência associada ao reajuste de 24,8% nas tarifas de suprimento. Em contrapartida, a despesa de pessoal foi reduzida em 44,6% (R\$ 116.166 mil), motivada, principalmente, pelos desligamentos de empregados; despesas que, em 2001, chegaram a R\$ 76.597 mil.

O Resultado Financeiro Líquido negativo de R\$ 307.923 mil (contra um valor negativo de R\$ 109.587 mil, em 2000), foi consequência de um conjunto de fatores: aumento do endividamento, variação dos principais indicadores econômico-financeiros que atualizam os ativos e passivos da empresa, registro da amortização do ágio pelo investimento na Rio Grande Energia, no montante negativo de R\$ 37.779 mil. Por outro, o impacto negativo foi compensado parcialmente com o diferimento da variação cambial em R\$ 23.348 mil.

Como resultado, a empresa teve em 2001 lucro acumulado de R\$ 8.883 mil (R\$ 84.775 mil em 2000). O decréscimo em relação ao ano anterior ocorreu, basicamente, pelo impacto do endividamento e pela variação dos indicadores econômico-financeiros sobre os passivos da empresa. Teve influência também o resultado negativo de R\$ 44.183 mil (R\$ 8.084 mil negativos em 2000) na equivalência patrimonial apurada nas controladas (RGE, Draft I, Bandeirante, Nova I e CPFL Piratininga). Isso foi consequência, basicamente, da variação do dólar sobre os passivos dessas empresas e da perda de receita da Bandeirante (posteriormente CPFL Piratininga), provocada pela política de racionamento do governo federal.

A CPFL encerrou 2001 com 2.740.999 clientes, aumento de 5,51% na comparação com o número de clientes faturados em 2000. O quadro de pessoal próprio também cresceu, passando para 3.603 empregados, contra os 2.927 do ano 2000.

Os indicadores técnicos de qualidade do serviço prestado ao cliente consolidados ao final de 2001 situaram-se entre os melhores do setor elétrico nacional, na comparação com os dados de dezembro de 2000. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Clientes) foi de 5,82 horas. O FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Cliente) teve índice de 5,30. O TMA (Tempo Médio de Atendimento Urbano) situou-se em 60,44 minutos.

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O reajuste tarifário de 17,13% ocorrido em 08 de abril de 2001 correspondeu ao repasse de 12,49% dos custos não gerenciáveis pela empresa e de 4,64% dos custos gerenciáveis, em função de sua participação relativa no cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT. Os custos gerenciáveis variaram de acordo com o IGP-M do período, alcançando 9,59%. Os custos não gerenciáveis variaram 24,15%, correspondendo às seguintes despesas:

- Energia comprada (CESP, FURNAS, TIETÊ, PARANAPANEMA, CPFL-GERAÇÃO E ITAIPU), com variação de 28,06%;
- Rede básica e conexões (FURNAS e CTEEP) e transporte de energia de ITAIPU, com variação de 14,45%;
- Encargos Setoriais como a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), RGR (Reserva Global de Reversão) e Taxa de Fiscalização da ANEEL, além das despesas de constituição do MAE (Mercado Atacadista de Energia) e do ONS (Operador Nacional do Sistema), com variação de 10,2%.

Por iniciativa das empresas e com aprovação da ANEEL, houve a (concatenação) coincidência das datas de reajustes das empresas supridoras de energia (CESP, FURNAS, TIETÊ e PARANAPANEMA) e da CPFL, contribuindo com 2,16% no reajuste. Em decorrência, a tarifa média anual evoluiu de R\$ 122,21/MWh em 2000 para R\$ 135,95/MWh em 2001, acréscimo de 11,2%.

A eliminação dos principais entraves regulatórios que dificultavam a definição das perdas do setor com o programa de racionamento nas tarifas de energia elétrica possibilitou à Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE) direcionar seus esforços para a elaboração de um modelo de ressarcimento ao longo de um período economicamente viável para as empresas – e com mínimo prejuízo aos consumidores.

Para solucionar essas questões, foi celebrado um Acordo Geral do Setor Elétrico entre os agentes (empresas distribuidoras e geradoras) e o governo federal (por intermédio da CGE), que definiu o montante das perdas dos agentes (R\$ 7,3 bilhões) e a adoção de um modelo híbrido para a reposição. Esse modelo foi estruturado da seguinte forma:

- Reajuste Tarifário Extraordinário: Aprovado pela Medida Provisória nº 014, de 21 de dezembro de 2001, que aguarda anuência da ANEEL. O reajuste alcançará os consumidores da seguinte forma: clientes residenciais, rurais e integrantes de serviços públicos terão reajuste de 2,9% ao longo dos próximos 36 meses. As demais classes consumidoras, incluindo os segmentos comercial e industrial, terão aumento de 7,9%. Os índices de reajuste serão iguais para todas as distribuidoras, variando apenas a vigência do reajuste para cada empresa.
- Financiamento BNDES: Voltado para permitir a reposição antecipada das perdas, esse financiamento terá seus recursos originados a partir de emissão de títulos da União, por meio do BNDES, abrangendo 90% do montante definido no Acordo do Setor (R\$ 7,3 bilhões). A liberação dos recursos ocorrerá em duas etapas, com prazo de amortização equivalente ao período de vigência da recomposição tarifária extraordinária.

INVESTIMENTOS/TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

Assim como nos anos anteriores, a CPFL prosseguiu com sua política de investir recursos para a adequação de sua infra-estrutura às necessidades de seus clientes, mantendo a qualidade do serviço prestado. Em 2001, o total de investimentos aplicados chegou a R\$ 104.646 mil.

Com a aplicação de R\$ 72.497 mil, a CPFL preparou sua infra-estrutura de distribuição para suportar as alterações climáticas típicas do período de novembro a março (temporais, ventanias e furacões) e impedir ou reduzir as ocorrências de falhas nos sistemas de subtransmissão e nas redes de distribuição de energia. Para tanto, a empresa direcionou parte de seus recursos financeiros a um conjunto de manutenções preventivas na rede elétrica. Os recursos foram destinados à construção de 34 alimentadores em subestações; a obras e manutenções em subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição e à ampliação e construção de subestações e linhas de transmissão.

Os principais investimentos da empresa na área de engenharia e planejamento foram dirigidos a estudos de co-geração (com ou sem venda de excedente) e à automação, por meio da aquisição de 26 Unidades Terminais Remotas (UTR's), entre outras ações.

Além desses investimentos, importantes ações e estudos de engenharia e telecomunicações foram realizados em 2001, medidas que irão garantir resultados positivos no controle e operação da rede elétrica da empresa. As principais iniciativas foram:

- Definição do fornecedor de Sistema EDRP (Energy Delivery Resource Planning), ou Projeto GIS, que consiste em uma plataforma de sistemas georeferenciados para dar suporte a todos os processos da atividade de distribuição.
- Projeto CPFL Padrão, que visou a uniformização dos procedimentos operacionais da engenharia.
- Projeto Enercall, dirigido à construção de rede de informações para localização rápida de fontes de interrupção de energia elétrica por meio de uma lógica de distribuição dos aparelhos.
- Projeto de Teleleitura dos 128 clientes acima de 2.500 MW, proporcionando a otimização e melhoria da qualidade dos serviços de leitura e processamento dos dados de medição para faturamento.
- Desenvolvimento de programa aplicativo de Proteção Contra Sobretensão em Redes de Distribuição Rurais de 15kV e Linhas de Transmissão de 34,5 kVs.
- Obtenção da Certificação ISO 9001 para a apuração dos Indicadores Técnicos.
- Reestruturação das equipes de medição, com a transferência de todos os profissionais de fiscalização para a divisão específica de combate à fraudes.
- Realização de estudos para correção da área de cobertura, aumento de canais e estabelecimento de novo plano de frequências do Sistema Troncalizado de Telecomunicação.
- Aquisição de sistema de Atendedor Digital para as Estações Avançadas.
- Reconfiguração dos troncos de acesso ao Call Center, permitindo melhoria e rapidez no atendimento telefônico.

PRINCIPAIS DADOS TÉCNICOS:

<u>Descrição</u>	<u>Unidade</u>	<u>Dez/00</u>	<u>Dez/01</u>
Subestações	un	243	244
– Capacidade Instalada	MVA	5.202	5.337
Linhas de Transmissão	km	5.970	5.970
Rede de Distribuição	km	66.157	67.822
Transformadores de Distribuição	un	83.491	85.854
– Potência Instalada Própria	MVA	3.878	4.033

RECURSOS HUMANOS

Em 2001, após os ajustes de quadro realizados no ano anterior, a CPFL direcionou a atenção para a reconstrução e o fortalecimento de seu vínculo com os colaboradores, estimulando a motivação, o orgulho e o senso de realização pessoal e profissional. Para tanto, várias ações foram estruturadas nas áreas de Desenvolvimento, Saúde e Segurança do Trabalho, Relações do Trabalho e Administração de Recursos Humanos.

Foram treinados 25.299 colaboradores, num total de 416.836 horas (134 horas/treinamento por empregado). Alguns programas se destacaram no conjunto das iniciativas. Destinado a todos os colaboradores (com exceção de gerentes), o programa “Passaporte” foi responsável por 39.804 horas de treinamentos, voltados para o desenvolvimento nas competências básicas requeridas pela empresa: iniciativa e realização, orientação p/ custos e qualidade, autoconfiança e franqueza, trabalho em equipe, orientação para processos e autodesenvolvimento.

O programa “CPFL Management – Uma Luz na Arte de Gerenciar” foi um marco no desenvolvimento gerencial da CPFL. Realizado em parceria com a Fundação Dom Cabral, abrangeu 7.748 horas de treinamento ao longo de cinco módulos. Criado com instrumento de requalificação profissional, o programa Escalada formou 136 técnicos em eletrotécnica, resultado de parceria com o SENAI e de acordo com o Sindicato dos Trabalhadores. Ainda em 2001, o programa “CPFL Padrão” deu início a um grande esforço de atualização de todos os eletricitistas da empresa, com a formação de duas turmas, com 200 horas de treinamento cada uma. Até o final de 2002, o programa deverá treinar mais 720 eletricitistas.

Em outra ação importante, empresa teve sucesso na negociação com os sindicatos dos trabalhadores para a elaboração do Acordo Coletivo de Trabalho, que terá vigência até maio de 2003.

A CPFL sempre estimula a participação de seus empregados na busca de aperfeiçoamento das condições de trabalho. Com base nos resultados da Pesquisa de Clima Organizacional, realizada em 2000, a empresa desenvolveu amplo plano de ação apoiado em 1.108 sugestões de colaboradores. Para se ter uma idéia do alcance e da qualidade das participações, 66% das idéias foram implementadas. Uma das conseqüências foi a modernização do Plano de Cargos e Salários, baseado no Sistema Hay, com a realização de 828 enquadramentos e a ampliação das perspectivas de carreira profissional, por meio de ações cada vez mais sintonizadas com as práticas de mercado.

Foi relevante também a implantação do Sistema de Gestão de Desempenho – Valor Pessoal CPFL para todos os níveis de colaboradores e gerentes. Com avaliação 360° e totalmente informatizado, o Sistema possibilita melhor orientação profissional e aplicação do Programa de Recompensa por Desempenho.

O plano de ação de Recursos Humanos privilegiou ainda a realização de campanhas de saúde e segurança do trabalho. Na área de saúde, a empresa deu especial atenção à enfermidade LER/DORT, Aids, à aplicação de vacina antigripal, ao esclarecimento sobre os males do tabagismo e ao ensino de primeiros socorros. Em segurança do Trabalho, duas iniciativas ganharam realce: as campanhas “Segurança ao seu Lado” e “Segurança no Trânsito”. Os tradicionais exames periódicos realizados nos empregados se tornaram ser mais completos – executivos da empresa passaram a contar, por exemplo, com um check-up anual. O avanço nesse campo assegurou melhor conhecimento das condições de saúde das pessoas, além de oferecer subsídios para um planejamento mais eficientes das ações de melhoria. Por conta das mais diversas ações, a taxa de acidentes com afastamento do trabalho foi reduzida em 48%, caindo de 6,89 acidentes por empregado para 3,58.

O quadro de pessoal apresentou renovação de 7,05%, motivada por 224 desligamentos e 221 admissões. Do total de contratações, 60,31% foram destinadas à atividade de atendimento a clientes, como conseqüência do racionamento de energia elétrica. Ao final de 2001, o tempo médio de trabalho de cada um dos 3.003 empregados da empresa era de 9,6 anos. A idade média do quadro de pessoal situava-se em 34,9 anos. Os índices de produtividade superaram os de 2000, registrando 6,12 GWh de energia vendida e 963 clientes por colaborador.

A CPFL considera que as pessoas são a sua melhor energia, uma vez que fazem a diferença e são a razão central do sucesso empresarial, convicção reforçada ao final do exercício de 2001.

RESPONSABILIDADE SOCIAL CPFL

A CPFL tem como um de seus principais compromissos o de contribuir para o desenvolvimento econômico e social em sua área de atuação. Em 2001, fruto de esforço conjunto com a CPFL Geração de Energia S.A, essa visão foi fortalecida, por meio de um amplo processo de reposicionamento de seu Programa de Responsabilidade Social.

Nessa direção, no final de 2001, foi realizado um profundo processo de reflexão interna, que culminou com a aprovação do seu Código de Ética e de Conduta Empresarial, em implantação no primeiro trimestre de 2002. Esse documento constitui-se em baliza e direção para as ações de todos aqueles que atuam ou mantenham relacionamento direto com a empresa, estando totalmente alinhado com a missão, a visão e os valores organizacionais da CPFL e com os conceitos contemporâneos relacionados à cidadania empresarial.

Na área de Programas Sociais, a CPFL Geração de Energia em conjunto com a CPFL, manteve os Projetos abrangidos por seus Programas Sociais – nas áreas de Arte, Cultura, Educação e Saúde, além de apoiar de forma decisiva iniciativas e projetos locais desenvolvidos nas comunidades de sua área de atuação.

PROJETO “CULTURA E ARTE COMO INSTRUMENTOS DE INCLUSÃO SOCIAL”

Realização de exposições de artes plásticas e eventos culturais visando, prioritariamente, ao desenvolvimento educacional dos alunos das escolas do Ensino Fundamental Resultado de R\$ 792,8 mil em investimentos, essas ações beneficiaram 170 mil pessoas de diversas cidades da área de concessão da empresa.

- Projeto “Viajando com Guignard”, – Exposição de originais das obras desse artista brasileiro. Cidades beneficiadas: Campinas e Ribeirão Preto.
- Projeto Exposição Digital “Brasil Século XIX – Imagens da Cultura”, – Exposição de reproduções digitais impressas em canvas dos principais artistas brasileiros do século XIX. Municípios beneficiados: Piracicaba, Americana, São Carlos, Marília, São José do Rio Preto e Bauru.
- Patrocínio das apresentações da Orquestra Italiana Cameratta Instrumentali “Cità di Prato”, do balé Pilobolus Theatre Dance e do Quarteto Casals da Espanha. Cidade beneficiada: Ribeirão Preto.
- Co-patrocínio da apresentação da pianista Susanna Thale, em benefício de obras assistenciais municipais, além de apoio a iniciativas locais de natureza cultural. Cidade beneficiada: Franca.
- Apoio a realização do “Salão Barbarinense de Artes Plásticas”. Município beneficiado: Santa Bárbara D’Oeste.
- Lançamento do prêmio “Revelação de Artes Plásticas”. Cidade beneficiada: Americana.
- Lançamento do prêmio “CPFL – Cidade de Ribeirão Preto de Artes Plásticas”, além de apoio a outras iniciativas locais de desenvolvimento cultural. Município Beneficiado: Ribeirão Preto.

SAÚDE

Realizado com sucesso pela CPFL desde 1999, o Programa de Apoio às Santas Casas de Misericórdia instaladas na área de concessão da empresa atende prioritariamente à população mais carente daquelas cidades, público estimado em cerca de 4 milhões de pessoas. Seu foco prioritário de atuação consiste no incentivo à melhoria das condições de atendimento médico-hospitalar da população carente, por meio do investimento em equipamentos nas áreas pediátrica e neonatal, em centros cirúrgicos e em unidades de terapia intensiva. No período 2000/2001, o programa favoreceu 34 hospitais de 33 cidades, que receberam equipamentos avaliados em R\$ 1,300 mil (R\$ 560 mil, apenas em 2001).

EDUCAÇÃO

No ano 2001, as ações da CPFL nas áreas de educação da criança e do adolescente priorizaram o combate ao desperdício de energia elétrica, com ênfase na questão ambiental, particularmente no que diz respeito à preservação de recursos naturais. Os programas também da empresa abordam de maneira permanente as questões relacionadas aos cuidados de segurança na utilização da energia elétrica. A CPFL desenvolveu os programas Procel nas Escolas e Agente Mirim de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica que, juntos, beneficiaram 232 mil estudantes do Ensino Fundamental, num total de R\$ 570 mil em investimentos.

AÇÕES COMUNITÁRIAS

Marca da atuação social da CPFL, o apoio a ações comunitárias prosseguiu em 2001 com o incentivo a projetos mantidos pelos Conselhos Municipais da Criança e do Adolescente das cidades de Campinas, Araraquara, São José do Rio Preto, Lins e Orlândia, e no estímulo ao desenvolvimento de projetos que contribuem para a solução de problemas sociais das comunidades nas quais a empresa está presente.

LIDERANÇA E INFLUÊNCIA SOCIAL

A CPFL atua diretamente em diversas causas sociais de interesse público, com destaque para as ações envolvendo:

- **PRÊMIO CPFL DE IMPRENSA** – Dirigido a jornalistas, tem com objetivo estimular a produção e a veiculação de reportagens em jornal, rádio e TV sobre combate ao desperdício de energia elétrica nas cidade da área de concessão da CPFL.
- **PRÊMIO CPFL RAC CIDADÃO 2001** – Prêmio criado com o objetivo de identificar, divulgar e reconhecer ações voluntárias de cidadãos da comunidade de Campinas voltadas ao desenvolvimento e à inclusão social.

- **PRÊMIO CPFL – GAZETA MERCANTIL BALANÇO AMBIENTAL 2001** – Prêmio desenvolvido com o objetivo de identificar, divulgar e reconhecer ações, projetos e iniciativas governamentais ou de entidades não governamentais no interior do Estado de São Paulo as áreas de preservação e desenvolvimento ambiental.
- **OUTRAS AÇÕES DE LIDERANÇA SOCIAL** – Publicação dos livros “Racionamento: do susto à consciência” e “Técnicas de Gestão Ambiental Aplicada ao Planejamento de Hidrelétricas”; Apoio à Fundação da ONG Campinas e realização nas cidades de Araçatuba e Ribeirão Preto de seminários para discussão de alternativas energéticas para o interior paulista.

MEIO AMBIENTE

Apoiada em sua política ambiental e em suas diretrizes empresariais, a CPFL desenvolve um consistente programa ambiental que compreende fundamentalmente os seguintes projetos:

- Programa de Licenciamento Ambiental

A CPFL vem desenvolvendo um amplo programa de licenciamento de seus empreendimentos e obras realizadas em suas linhas de transmissão e de distribuição, bem como, subestações. Além disso a CPFL já obteve licença ambiental para 100% de suas linhas de transmissão e para 75% das linhas de distribuição, constituindo-se em marco no setor elétrico brasileiro.

- Programa de Rearborização Urbana

Voltado ao estabelecimento de parcerias com as prefeituras municipais, no planejamento e na gestão de sistemas de arborização urbana, de maneira a proporcionar a coexistência com as redes de energia elétrica, este programa proporcionou em 2001 a distribuição de aproximadamente 82 mil mudas de árvores adequadas à arborização urbana, atendendo a 42 cidades da área de atuação da CPFL. O programa também contemplou a realização de treinamentos de profissionais das prefeituras municipais nas questões relacionadas ao plantio, à manutenção e à poda de árvores, bem como a distribuição do Guia de Arborização Urbana elaborado pela CPFL.

- Programa de Gerenciamento e Destinação Final de Resíduos

- Equipamentos com PCB – Bifenilas policloradas (ascarel)

A CPFL mantém um programa de substituição de equipamentos existentes em suas redes de distribuição de energia, que utilizam-se de Bifenilas Policloradas. Apenas em 2001, foram incinerados 80,11 toneladas de resíduos de PCBs, correspondentes a 100% do estoque retirado das redes de energia.

- Lâmpadas de Iluminação Pública

O Programa de descontaminação de lâmpadas queimadas retiradas de iluminação pública totalizou, em 2001, 58.309 lâmpadas, além de 3,2 toneladas de resíduos de lâmpadas, encaminhados para descontaminação e reciclagem.

Também em 2001, a CPFL iniciou as ações necessárias à obtenção de Certificação Ambiental – Série ISO 14001 para o processo “Convivência da Rede de Distribuição de Energia Elétrica Urbana com o Meio Ambiente – Site Campinas”, cuja implantação, posteriormente, poderá ser estendida para toda a área de atuação da CPFL.

BALANÇO SOCIAL

1. Base de Cálculo	2001				2000			
	Valor (Mil Reais)				Valor (Mil Reais)			
1.1. Receita Líquida (RL)				3.056.270				2.413.585
1.2. Resultado Operacional (RO)				57.560				70.868
1.3. Folha de Pagamento Bruta (FPB)				168.469				265.963
1.4. Valor Adicionado Total (VAT)				1.704.840				1.434.719
2. Indicadores Sociais Internos	Valor (Mil R\$)	% Sobre FPB	% Sobre RL	% Sobre VAT	Valor (Mil R\$)	% Sobre FPB	% Sobre RL	% Sobre VAT
2. 1. Alimentação	6.843	4,06	0,22	0,40	8.495	3,19	0,35	0,59
2. 2. Encargos sociais compulsórios	51.251	30,42	1,68	3,01	63.057	23,71	2,61	4,40
2. 3. Previdência privada	10.417	6,18	0,34	0,61	8.481	3,19	0,35	0,59
2. 4. Saúde	8.143	4,83	0,27	0,48	11.177	4,20	0,46	0,78
2. 5. Segurança e medicina do trabalho	13	0,01	-	-	36	0,01	-	-
2. 6. Educação	691	0,41	0,02	0,04	703	0,26	0,03	0,05
2. 7. Capacitação e desenvolvimento profissional	3.138	1,86	0,10	0,18	807	0,30	0,03	0,06
2. 8. Creches ou auxílio-creche	71	0,04	-	-	221	0,08	0,01	0,02
2. 9. Participação nos lucros ou resultados	8.999	5,34	0,29	0,53	9.557	3,59	0,40	0,67
2.10. Outros	224	0,13	0,01	0,01	248	0,09	0,01	0,02
TOTAL – Indicadores Sociais Internos (2.1 a 2.10)	89.790	53,30	2,94	5,27	102.782	38,65	4,26	7,16
3. Indicadores Sociais Externos								
3.1. Educação	710	0,42	0,02	0,04	300	0,11	0,01	0,02
3.2. Cultura	378	0,22	0,01	0,02	450	0,17	0,02	0,03
3.3. Saúde e saneamento	594	0,35	0,02	0,03	610	0,23	0,03	0,04
3.4. Habitação	-	-	-	-	-	-	-	-
3.5. Esporte	-	-	-	-	-	-	-	-
3.6. Lazer e diversão	-	-	-	-	-	-	-	-
3.7. Creches	-	-	-	-	-	-	-	-
3.8. Alimentação	-	-	-	-	-	-	-	-
3.9. Outros	434	0,26	0,01	0,03	68	0,03	-	-
TOTAL das Contribuições para a Sociedade (3.1 a 3.9)	2.116	1,26	0,07	0,12	1.428	0,54	0,06	0,10
Tributos (excluídos encargos sociais)	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL – Indicadores Sociais Externos	2.116	1,26	0,07	0,12	1.428	0,54	0,06	0,10
4. Indicadores Ambientais								
4.1. Relacionados com a operação da empresa	3.049	1,81	0,10	0,18	1.486	0,56	0,06	0,10
4.2. Em programas e/ou projetos externos	110	0,07	-	0,01	78	0,03	-	0,01
TOTAL dos Investimentos em Meio Ambiente	3.159	1,88	0,10	0,19	1.564	0,59	0,06	0,11

AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos senhores acionistas pelo apoio e confiança dedicada. Aos clientes de nossa empresa, agradecemos pela fidelidade e pela receptividade ao nosso produto e serviços.

Cumprimentamos a todos os nossos funcionários e colaboradores pela dedicação e competência com que têm realizado o seu trabalho

11.1 – NOTAS EXPLICATIVAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Paulista de Força e Luz (“CPFL” ou “Empresa”) é uma sociedade anônima de capital aberto, de direito privado, que tem por objeto a prestação de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica, podendo participar individual ou consorciadamente, de empreendimentos que visem a outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas direta ou indiretamente da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora, bem como participar do capital de outras sociedades.

A Empresa opera em regime de concessão por prazo determinado em 30 anos, até 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por igual período, conforme Decreto Executivo de 19 de novembro de 1997, e contrato de concessão nº 14 de 20 de novembro de 1997, outorgado pela União, através do Ministério das Minas e Energia – MME e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A área de concessão da Empresa contempla 234 municípios do Estado de São Paulo, equivalente a 90.440 km², abrangendo uma economia bastante diversificada, baseada principalmente na indústria, serviços e agropecuária, onde são atendidos cerca de 2.892 mil consumidores (2.741 mil em 2000). A distribuição da energia requerida corresponde a, aproximadamente, 20% do mercado consumidor do Estado de São Paulo.

Em 05 de julho de 2001 a Empresa concluiu a aquisição do controle acionário da Rio Grande Energia S.A. (“RGE”), detendo 66,92% do seu capital total em 31 de dezembro de 2001. A RGE é também uma concessionária de serviços públicos de energia elétrica, atuando, principalmente, no segmento de distribuição de energia a cerca de 994 mil consumidores, nas Regiões Norte e Nordeste do Estado do Rio Grande do Sul. Da mesma forma como a CPFL, seu prazo de concessão tem duração de 30 anos, até 6 de novembro de 2027, podendo ser estendido por período adicional de 30 anos.

Adicionalmente, em 1º de outubro de 2001 foi aprovada a cisão parcial da controlada em conjunto Bandeirante Energia S.A. (“Bandeirante”), da qual a CPFL detinha 42,44% do seu capital total. A parcela cindida da Bandeirante foi incorporada à Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga”), sendo que a Empresa passou a deter indiretamente 96,48% do seu capital total, o equivalente a 48,64% do mercado de energia da Bandeirante anterior à realização da operação de cisão parcial. A CPFL Piratininga é uma concessionária de serviços públicos de energia elétrica, atuando primordialmente na distribuição de energia elétrica a cerca de 1.100 mil consumidores nas regiões da Baixada Santista, Sorocaba, Jundiá, Indaiatuba, Salto e Itú. Seu prazo de concessão se encerra em 23 de outubro de 2028, podendo ser estendido por período adicional de 30 anos.

2. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Durante o ano de 2001, as Regiões Sudeste, Centro–Oeste e Nordeste do país passaram por uma situação hidrológica crítica que comprometeu a capacidade de geração de energia elétrica nessas Regiões. Esse fato requereu a adoção de medidas emergenciais para redução do consumo de energia. Para tanto, foi criado pelo Governo Federal, o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, através da Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, atualizada pela Medida Provisória nº 2.198-3 de 28 de junho de 2001, que impôs metas de redução de consumo para as classes residencial (consumo superior a 100 KWh) e comercial da ordem de 20%, industrial de 15% a 25%, rural de 10% e serviços públicos de 10% a 35%, tomando como base a média de consumo verificada no período de maio a julho de 2000.

Essa situação impactou significativamente as operações da Empresa, bem como de outras empresas geradoras e distribuidoras de energia nas Regiões Sudeste, Centro–Oeste e Nordeste, posto que a 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 dos geradores compensarem as empresas distribuidoras por perdas incorridas em decorrência dessa situação. Tendo em vista as ramificações operacionais, financeiras e jurídicas decorrentes dos contratos, chegou-se a um impasse no setor elétrico brasileiro que somente foi solucionado através de um acordo entre os geradores e distribuidores de energia no final de 2001. Esse acordo, aprovado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE e pela ANEEL, determinou a necessidade de recomposição tarifária extraordinária às distribuidoras, o que foi aprovado através da Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001 (sujeita a aprovação no Congresso Nacional), cujas principais determinações são como segue:

- 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 pelo prazo necessário para que as distribuidoras de energia elétrica recuperem as perdas incorridas durante o período de redução do consumo de energia. Essas perdas foram determinadas com base na comparação das receitas de venda de energia efetivamente verificadas no período, compreendido entre 1º de junho de 2001 e a data de término do programa de redução de energia, e as receitas projetadas pelas distribuidoras para esse período, ajustadas por certos fatores, desconsiderando-se a ocorrência do plano de racionamento. Os cálculos dessas perdas estão sujeitos à revisão e homologação pela ANEEL, o que deverá ocorrer no decorrer do ano de 2002.
- Os compromissos de compra de energia junto às empresas geradoras devem ser honrados pelas distribuidoras na sua totalidade, sendo aplicado a eles um fator redutor de cerca de 2,34%.

Essa medida provisória prevê uma série de condições a serem cumpridas pelas empresas signatárias do acordo supra citado. Tendo em vista os impactos decorrentes do racionamento na situação financeira das empresas distribuidoras de energia, o Governo Federal aprovou um programa de apoio emergencial e excepcional às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, por meio de recursos a serem disponibilizados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”). Esse apoio está sendo viabilizado através da concessão de empréstimos, no valor de até 90% das perdas relacionadas ao programa de redução de energia, calculadas na forma anteriormente descrita. Sobre os empréstimos obtidos incidirão juros de 1% a.a., a título de *spread*, acima da taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC. Esses empréstimos são garantidos pelos recebíveis decorrentes do aumento extraordinário acima descrito. Em 14 de fevereiro de 2002, a Empresa recebeu a primeira tranche de referido empréstimo, no valor de R\$ 154.571. O valor total estimado do empréstimo a ser obtido em 31 de dezembro de 2001 é de R\$ 425.205 considerando-se os efeitos do racionamento até aquela data.

A parcela das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, denominada como “energia livre”, realizadas até dezembro de 2001, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consideradas nos denominados contratos iniciais e equivalentes, serão repassadas aos consumidores pelo sistema Elétrico Interligado Nacional.

Conforme determinação da Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, os valores oriundos da recomposição tarifária extraordinária acima descrita, foram integralmente registrados pela Empresa como receita do exercício de 2001, pelo valor total de R\$ 675.142 (R\$ 977.123 no consolidado), sendo R\$ 472.449 (R\$ 674.081 no consolidado) para recompor perdas do racionamento e R\$ 202.693 (R\$ 303.042 no consolidado) para pagamento da energia livre aos geradores, tendo como contrapartida as contas de “Consumidores” (R\$ 168.391 e R\$ 506.750, respectivamente, no ativo circulante e realizável a longo prazo (R\$ 246.067 e R\$ 731.056 no consolidado). Ainda em função da contabilização da energia livre aos geradores, foram registrados R\$ 195.294 (R\$ 291.980 no consolidado) como despesa com energia elétrica adquirida para revenda, em contrapartida à conta de fornecedores no exigível a longo prazo. Os valores relacionados à energia livre, tanto a receber como a pagar, estão contabilizados no longo prazo, por não haver definição de como se procederá a quitação deste montante. Conforme determinação da ANEEL, os saldos a receber de consumidores pelo ajuste extraordinário deverão ser atualizados com base na variação da SELIC, acrescida de juros à taxa de 1% a.a.

Para implementar as medidas relacionadas ao racionamento de energia elétrica, estabelecidas por atos normativos da GCE e ANEEL, a Empresa incorreu em gastos totais de R\$ 39.302 (R\$ 46.452 no consolidado), que se encontram consignados no realizável a longo prazo – Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que deverão ser auditados pela ANEEL para futuro ressarcimento à Empresa.

Deve-se destacar que, a empresa RGE, controlada da Empresa, não sofreu nenhum impacto significativo do Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica, em virtude de sua área de concessão estar localizada fora da atuação do Programa em questão.

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis emanadas da Legislação Societária e normas complementares editadas pela CVM, que não prevêm o reconhecimento dos efeitos inflacionários a partir de 1º de janeiro de 1996. Tais demonstrações estão também em consonância com a legislação específica aplicável às empresas concessionárias de energia elétrica.

Em atendimento a Comissão de Valores Mobiliários – CVM, foi procedida a reclassificação do valor da equivalência patrimonial negativa na Draft I e CPFL Overseas (vide Nota 11), em 2000 até o valor do investimento nas controladas, contra o saldo de adiantamento para futuro aumento de capital nas mesmas, registrado no Realizável a Longo Prazo.

Principais Práticas Contábeis

- a) As receitas são reconhecidas mediante medições do consumo individual de cada consumidor, quando faturadas; serviços prestados e ainda não faturados são reconhecidos com base em estimativas na data dos balanços. As despesas são reconhecidas de acordo com o regime de competência.
- b) Disponibilidades e Títulos e Valores Mobiliários – Incluem as aplicações financeiras que estão registradas ao custo, acrescido de rendimentos proporcionais auferidos até a data dos balanços.
- c) Consumidores – Inclui o fornecimento faturado de energia a consumidores finais bem como as receitas decorrentes de energia elétrica consumida mas ainda não faturada aos mesmos, contabilizados em consonância com o regime de competência.
- d) Revendedores – Inclui os valores faturados e a faturar a outras concessionárias pelo suprimento de energia elétrica, conforme determinado por informações disponibilizadas pelo Mercado Atacadista de Energia (“MAE”).
- e) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa – Está constituída em montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização de créditos a receber de consumidores, com base em análise dos créditos considerados de difícil recebimento e da experiência da Empresa relativamente a seus consumidores, incluindo débitos de poderes públicos e parcelamentos de débitos.
- f) Almoxarifado – Os materiais em almoxarifado, classificados no ativo circulante, e aqueles destinados à construção, classificados no imobilizado, estão registrados pelo custo médio de aquisição.
- g) Investimentos – As participações em controladas (diretas e indiretas) são avaliadas pelo método de equivalência patrimonial; as demais participações estão registradas ao custo de aquisição, deduzidas de provisões para redução ao valor de mercado, quando aplicável.
- h) Imobilizado – Registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação calculada pelo método linear, a taxas variáveis de 2% a 20%, de acordo com a natureza do bem.

Em função do disposto na Instrução Geral nº 35 e 36 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários relacionados aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, estão registrados neste subgrupo como custo. Mesmo procedimento foi adotado para os juros computados sobre o capital próprio que financiou as obras em andamento até 31 de dezembro de 2000, conforme previsto na legislação específica do Serviço Público de Energia Elétrica.

- i) Diferido – Os saldos relacionados a ágios pagos na aquisição de controladas decorrentes da incorporação da empresa controladora são amortizados com base no método linear, pelo prazo de 10 anos, de acordo com as disposições da Instrução 247/96 da CVM, uma vez que estão relacionados a rentabilidade futura dos investimentos adquiridos. Adicionalmente, conforme mencionado na Nota 13, a Empresa optou pelo diferimento da variação cambial incorrida durante o ano de 2001, que será amortizada de maneira linear a partir do exercício de 2001, pelo prazo de quatro anos ou em função do vencimento dos passivos que deram origem à variação cambial, o que ocorrer primeiro.
- j) Atualizações de Direitos e Obrigações – Os direitos e obrigações sujeitos a reajustes pelos efeitos da inflação, ou variação cambial, por força contratual ou dispositivos legais, estão atualizados até a data dos balanços.
- k) Imposto de Renda e Contribuição Social – Calculados conforme alíquotas vigentes à data dos balanços. Conforme disposições da Deliberação CVM nº 273/98, a Empresa registrou em suas demonstrações contábeis os efeitos do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais, base negativa da Contribuição Social e diferenças intertemporárias.
- l) Estimativas – A preparação de demonstrações contábeis de acordo com as práticas de contabilidade emanadas da legislação societária brasileira requer que a Administração da Empresa se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas da Empresa, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subseqüentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela “A” – CVA, provisão para créditos de liquidação duvidosa, créditos fiscais diferidos, provisão para contingências e planos de aposentadoria e pensão, assuntos estes comentados nas Notas 2, 9, 10, 16 e 24.

m) Planos de aposentadoria e pensão – Em atendimento a determinações da Deliberação nº 371, de 13 de dezembro de 2000, a Empresa optou por reconhecer a parcela de obrigações atuariais excedentes em relação aos ativos do plano, debitando o resultado do exercício em 5 anos a partir de janeiro de 2002 (vide Nota 24).

n) Lucro por Ação – Determinado considerando-se a quantidade de ações em circulação à data do balanço.

Critérios de Consolidação

As demonstrações consolidadas em 31 de dezembro de 2001 e 2000 abrangem os saldos e transações da controladora CPFL, de suas controladas Draft I – Participações S.A. (“Draft I”), CPFL Overseas e RGE, da controlada em conjunto, Bandeirante, até 30 de setembro de 2001 e da CPFL Piratininga, a partir 1º de outubro de 2001.

Na consolidação da Bandeirante, onde a empresa possuía 42,44% do capital total, suas receitas e despesas foram consolidadas proporcionalmente a essa participação.

Para as demais controladas, onde a empresa possui participação superior a 50% do capital votante, seus ativos, passivos, receitas e despesas foram integralmente considerados nas demonstrações contábeis consolidadas, com destaque da participação de acionistas não controladores no patrimônio líquido e resultado do exercício.

Adicionalmente, os seguintes procedimentos de consolidação foram adotados:

- Eliminação das participações no Patrimônio Líquido das controladas;
- Eliminação do resultado de Equivalência Patrimonial;
- Eliminação dos saldos de Ativos e Passivos entre as empresas consolidadas; e
- Eliminação dos saldos de receitas e despesas decorrentes de transações entre as Empresas.

4. DISPONIBILIDADES

Inclui aplicações financeiras, com remuneração conforme variação do CDI, no montante de R\$ 246 (R\$ 256.036 em 2000) e R\$ 38.045 no consolidado (R\$ 261.889 em 2000), que correspondem a operações de curto-prazo realizadas junto a instituições financeiras nacionais, a condições e taxas normais de mercado.

5. CONSUMIDORES

A rubrica “Consumidores” no circulante é oriunda, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2001 e 2000 é como segue:

	Controladora				
	Saldos Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 2001	Total 2000
Residencial	53.102	32.616	6.867	92.585	113.095
Industrial	50.324	18.862	5.342	74.528	55.529
Comercial	18.222	12.814	2.931	33.967	31.400
Rural	6.431	1.971	804	9.206	8.346
Poder Público	4.122	2.948	3.367	10.437	12.669
Iluminação Pública	5.808	4.867	9.605	20.280	29.516
Serviço Público	5.199	8.008	9.299	22.506	26.674
Faturado	143.208	82.086	38.215	263.509	277.229
Não Faturado	96.209	-	-	96.209	114.860
Outros	1.306	-	-	1.306	735
Soma	240.723	82.086	38.215	361.024	392.824
Recomposição Tarifária Extraordinária	168.391	-	-	168.391	-
Total	409.114	82.086	38.215	529.415	392.824

	Consolidado				
	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 2001	Total 2000
Residencial	97.335	49.640	12.191	159.166	142.559
Industrial	81.700	33.509	15.115	130.324	77.233
Comercial	36.101	23.467	7.976	67.544	40.488
Rural	11.962	2.913	942	15.817	8.943
Poder Público	9.310	5.208	5.815	20.333	19.884
Iluminação Pública	16.912	8.979	29.241	55.132	42.148
Serviço Público	8.152	10.853	14.164	33.169	29.366
Faturado	261.472	134.569	85.444	481.485	360.621
Não Faturado	199.219	-	-	199.219	177.152
Outros	3.156	2.020	2.519	7.695	5.525
Soma	463.847	136.589	87.963	688.399	543.298
Recomposição Tarifária Extraordinária	246.067	-	-	246.067	-
Total	709.914	136.589	87.963	934.466	543.298

Recomposição Tarifária Extraordinária

Conforme descrito na Nota 2, o saldo de recomposição tarifária extraordinária refere-se às perdas resultantes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. O valor total a recuperar através dos aumentos tarifários extraordinários autorizados pelo Poder Concedente é estimado em R\$ 675.142 (R\$ 977.123 no consolidado), dos quais R\$ 506.750 (R\$ 731.056 no consolidado) deverão ser realizados em prazo superior a 12 meses, conforme estimativas da Administração da Empresa e, portanto, foram registrados na conta “Consumidores”, no ativo realizável a longo prazo.

6. REVENDEDORES

Refere-se à comercialização de energia elétrica de curto-prazo, junto a diversos revendedores/ concessionários, negociada, em quase sua totalidade no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Os dados que serviram de base ao registro dessas transações são os disponibilizados, em caráter preliminar, pelo MAE, em 13 de março de 2002 e serão objeto de faturamento às partes envolvidas quando da disponibilização dos dados finais e respectiva autorização.

7. DEVEDORES DIVERSOS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Créditos a Receber – CESP	593	31.307	36.631	31.307
Tributos Compensáveis	49.351	14.265	59.304	19.266
Créditos de CSSL e IR	65.295	49.098	65.702	50.385
Empregados	8.915	5.787	9.627	5.898
Dividendos a Receber	91.886	-	-	-
Outros	4.991	6.492	6.322	7.359
TOTAL	221.031	106.949	177.586	114.215

A rubrica “Créditos a Receber – CESP”, em 2000, refere-se à parcela corrente da Conta de Resultado a Compensar – CRC transferida para a CESP. As parcelas recebíveis a longo prazo estão demonstradas no Realizável a Longo Prazo, no valor de R\$ 160.170, em 2000. Em dezembro de 2001 esses créditos foram transferidos à controlada Draft I, como adiantamento para futuro aumento de capital. Esse saldo é recebível em parcelas semestrais, até 2009.

O saldo de dividendos a receber refere-se ao dividendo declarado e/ou provisionado pela controlada RGE.

8. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os saldos no ativo circulante e no realizável a longo prazo, nas demonstrações contábeis consolidadas, são representados, principalmente, por debêntures de emissão da VBC Energia S.A. (atual denominação da Serra da Mesa Energia S.A.), subscritas pela controlada Draft I. O saldo total desse investimento em 31 de dezembro de 2001 ascendia a R\$ 110.829 (R\$ 144.072 em 31 de dezembro de 2000), seu resgate se dá em 9 (nove) parcelas semestrais, tendo ocorrido o primeiro em setembro de 1999. Sua atualização está atrelada à cesta de moedas do BNDES, com juros fixos de 5% a.a., e taxa variável com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação de recursos, que em 2001 foi em torno de 15,46% a.a. (5,26% a.a. para 2000).

9. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	Controladora			Consolidado		
	Curto Prazo		Longo Prazo	Curto Prazo		Longo Prazo
	2001	2000	2001	2001	2000	2001
Conta de compensação de variação de custos da parcela “A”	30.073	-	146.709	84.742	-	246.849
Outras Despesas	10.020	38.145	-	10.312	68.154	-
TOTAL	40.093	38.145	146.709	95.054	68.154	246.849

Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A – CVA

A Medida Provisória nº 2227, de 4 de setembro de 2001, em conjunto com as Portarias Interministeriais nº 296, de 25 de outubro de 2001 e nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e Resolução nº 90 de 18 de fevereiro de 2002 da ANEEL criaram mecanismo de compensação das variações ocorridas nos itens não gerenciáveis pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica que determinam o reajuste anual das suas tarifas, a saber:

- I – tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;
- II – tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;
- III – quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- IV – tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica;
- V – compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos;
- VI – energia comprada estabelecida nos contratos iniciais;
- VII – Quota de Reserva Global de Reversão – RGR;
- VIII – Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica – TFSEE; e
- IX – encargos de conexão.

Dessa forma, os custos pagos a maior ou a menor dos itens acima listados, apurados para o período de 26 de outubro a 31 de dezembro de 2001 e contabilizados no curto prazo, comparativamente ao último reajuste anual de tarifas, serão computados no cálculo do reajuste tarifário do exercício subsequente. A Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001 e Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, permitiram que o cálculo da CVA retroagisse a janeiro de 2001; entretanto, os efeitos apurados entre 1º de janeiro de 2001 e 25 de outubro de 2001, contabilizados no realizável ou exigível a longo prazo, serão compensados mediante extensão do prazo de vigência dos reajustes tarifários extraordinários aprovados para fins de compensação das perdas decorrentes do programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica, conforme descrito na Nota 2, após a conclusão da recuperação dessas perdas. Os valores incluídos na Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A serão reajustados com base na variação da taxa SELIC.

O saldo total apurado pela Empresa relativamente às compensações futuras a serem autorizadas depende de homologação pela ANEEL, e os efeitos decorrentes das variações da “Parcela A” foram contabilizadas como despesas pagas antecipadamente quando pagas a maior e em outros passivos quando pagas a menor (vide Nota 17).

A Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001, prevê uma série de condições a serem cumpridas pelas empresas signatárias.

A composição do saldo da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A – CVA é como segue:

	Controladora		
	Circulante	Ativo Longo Prazo	Passivo Longo Prazo
Energia Comprada – Itaipu	16.504	61.054	-
Transporte Itaipu	505	942	-
Energia Comprada – Outros	-	35.704	17.727
Conta de Consumo de Combustível – CCC	5.582	31.424	-
Encargos da Rede Básica	7.482	16.748	-
Reserva Global de Reversão – RGR	-	-	5.038
Taxa de Fiscalização	-	-	229
Encargos de Conexão	-	837	-
	30.073	146.709	22.994

	Ativo		Passivo	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Energia Comprada – Itaipu	16.504	112.708	3.890	-
Transporte Itaipu	605	1.172	-	-
Energia Comprada – Outros	34.975	64.171	-	17.727
Conta de Consumo de Combustível – CCC	14.326	45.609	-	-
Encargos da Rede Básica	9.995	16.838	-	-
Reserva Global de Reversão – RGR	-	861	-	5.038
Taxa de Fiscalização	-	350	-	229
Encargos de Conexão	-	971	-	-
Outras	8.337	4.169	-	-
	84.742	246.849	3.890	22.994

10. CRÉDITOS FISCAIS DIFERIDOS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Crédito de Imposto de Renda sobre:				
Prejuízos Fiscais	7.541	17.531	37.169	50.390
Diferenças Intertemporárias	16.908	19.943	40.356	33.204
Crédito de Contribuição Social sobre:				
Base Negativa	-	1.793	10.674	15.887
Diferenças Intertemporárias	3.048	7.107	11.132	8.730
TOTAL	27.497	46.374	99.331	108.211

A CPFL e suas controladas CPFL Piratininga e RGE estimam realizar os principais créditos em até 5 anos, com base em projeções de lucros tributáveis futuros. Essa estimativa é periodicamente revisada, de modo que eventuais alterações sejam tempestivamente consideradas nas demonstrações contábeis.

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	61.063	66.669	117.782	78.684
Equivalência Patrimonial	44.183	8.084	-	-
Amortização Ágio	37.779	-	80.240	-
Reversão dos Prejuízos Fiscais na base de IR/CSSL				
Diferida por conta de futura cisão	-	-	-	69.443
Outras	10.445	9.750	44.508	(8.025)
Resultado Tributável	153.470	84.503	242.530	140.102
Alíquota aplicável (Imposto de Renda e Contribuição Social)	34%	34%	34%	34%
Despesa de Imposto de Renda e Contribuição Social	(52.180)	(28.731)	(82.460)	(47.635)

Apuração do imposto de renda e contribuição social:

11. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Participações Societárias Permanentes				
Em Controladas				
Rio Grande Energia S.A. – RGE	576.758	-	-	-
Ágio Aquisição da RGE	755.585	-	755.585	-
(-) Amortização Acumulada	(37.779)	-	(37.779)	-
Ágio Aquisição da Piratininga	-	-	457.069	417.523
(-) Amortização Acumulada	-	-	(90.487)	(48.026)
	1.294.564	-	1.084.388	369.497
Em Outras Sociedades				
Investimentos	28.226	28.226	28.226	29.678
(-) Provisão pra Desvalorização das Participações Societárias	(606)	(607)	(606)	(607)
	27.620	27.619	27.620	29.071
Outros Investimentos	6.813	6.781	9.967	6.783
Total de Investimentos	1.328.997	34.400	1.121.975	405.351

Os resultados negativos reconhecidos pela equivalência patrimonial nas controladas Draft I e CPFL Overseas, acima dos investimentos realizados, foram deduzidos dos adiantamentos para futuro aumento de capital efetuados às mesmas, contabilizados no realizável a longo prazo. Esses adiantamentos, após deliberação da assembléia dos acionistas, serão classificados no patrimônio líquido das investidas e no investimento na investidora.

A composição dos adiantamentos para futuro aumento de capital é como segue:

	2001			2000		
	Draft I	CPFL Overseas	Total	Draft I	CPFL Overseas	Total
Valor Total	921.666	32	921.698	625.541	25	625.566
Compensação com Equivalência Patrimonial Negativa	(136.765)	(32)	(136.797)	(49.975)	(25)	(50.000)
Saldos Finais	784.901	-	784.901	575.566	-	575.566

O ágio decorrente das aquisições das participações societárias na CPFL Piratininga, através da controlada Draft I, e na RGE, está sendo amortizado no prazo máximo de 10 anos, em função da expectativa de rentabilidade futura daquelas controladas.

Aquisição de Controle Acionário da RGE

Em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 05 de julho de 2001 foi aprovada a aquisição de 518.887.616 ações nominativas de emissão da RGE, sendo 257.228.985 ações ordinárias e 60.130.858 ações preferenciais de titularidade da VBC Energia S.A. (anteriormente denominada Serra da Mesa Energia S.A.) e 165.166.964 ações ordinárias e 36.360.809 ações preferenciais de titularidade da 521 Participações S.A. A concretização do negócio e a efetiva transferência do controle societário foram aprovados pela ANEEL, nos termos da Resolução nº 213, de 13 de junho de 2001, ao preço total de R\$ 1.381.561. A partir desta transação, a CPFL passou a deter 66,92% do capital total da RGE e 66,99% do seu capital votante.

Cisão parcial da Bandeirante com incorporação do patrimônio cindido à CPFL Piratininga

Com o objetivo de propiciar individualmente aos controladores da Bandeirante (ENERPAULO – Energia Paulista Ltda. (“ENERPAULO”) e Draft I (Empresa controlada da CPFL), maior agilidade e eficiência para enfrentar os novos desafios impostos pelo mercado livre de energia, na Assembléia Geral Extraordinária da Bandeirante, realizada em 1º de outubro de 2001, foi aprovada sua cisão parcial com versão do patrimônio cindido à CPFL Piratininga.

Após a efetivação da cisão da Bandeirante, devidamente aprovada pela ANEEL, através da Resolução nº 336 de 16 de agosto de 2001, seus controladores permutaram a totalidade de suas ações, com o objetivo de a Draft I participar apenas do capital social da CPFL Piratininga e a ENERPAULO do capital social da Bandeirante.

Os acionistas não controladores receberam ações da CPFL Piratininga em igual proporção às ações possuídas na data da cisão parcial da Bandeirante, de modo a manter inalteradas suas correspondentes participações no patrimônio total. Para fins de cisão foi utilizado como base o balanço patrimonial da Bandeirante levantado em 30 de setembro de 2001, e a participação atual da CPFL, através da controlada Draft I, no capital social da CPFL Piratininga é de 96,48%.

Em atendimento à legislação societária, a CPFL Piratininga deverá obter o registro de Companhia Aberta junto a Comissão de Valores Mobiliários – CVM, assim como a admissão de suas ações à negociação em Bolsa de Valores. A CPFL Piratininga encontra-se em fase final do processo de abertura do seu capital.

Participações em Sociedades Controladas

As demonstrações contábeis da CPFL Piratininga em 31 de dezembro de 2001 foram auditadas pelos mesmos auditores da Empresa e seu parecer foi emitido em 15 de março de 2002, sem ressalvas. As demonstrações contábeis da RGE em 31 de dezembro de 2001 e 2000 foram auditadas por outros auditores independentes, cujo parecer foi emitido em 25 de janeiro de 2002 contendo ressalva quanto ao diferimento de variação cambial nos termos das Deliberações CVM n°s 404 e 409 de 27 de setembro e 1º de novembro de 2001.

	Posição das Controladas em 2001						
	Qte. de Ações Ordinárias Possuídas	Participação no Capital %		Posição das Controladas em 31/12/01			Resultado Equivalência
		Direta	Indireta	Capital Social	Patrimônio Líquido	Resultado Líquido	Patrimonial
Investimentos							
Draft I	10.009.999	100,00	-	10.010	(136.874)	(86.719)	(86.854)
RGE	422.483.662	66,92	-	784.430	861.862	(16.235)	43.056
CPFL OVERSEAS	1.153.267	100,00	-	1.352	(39)	28	28
CPFL Piratininga	15.208.229.233	-	96,48	109.085	214.886	56.905	-
Whitchurch Ltd.	1.000	-	100,00	1	(7)	36	-
Nova I	-	-	-	-	(452)	(427)	(413)
TOTAL							(44.183)

	Posição das Controladas em 2000						
	Qte. de Ações Ordinárias Possuídas	Participação no Capital %		Posição das Controladas em 31/12/01			Resultado Equivalência
		Direta	Indireta	Capital Social	Patrimônio Líquido	Resultado Líquido	Patrimonial
Investimentos							
Draft I	10.009.999	99,92	0,08	10.010	(49.977)	(8.075)	(8.068)
RGE	-	-	-	-	-	-	-
CPFL OVERSEAS	1.153.267	100,00	-	1.352	(29)	(16)	(16)
Bandeirante	6.691.576.852	-	42,24	363.703	656.912	50.279	-
Whitchurch Ltd.	1.000	-	100,00	1	(43)	(13)	-
TOTAL							(8.084)

(*) Calculado para o resultado apurado no período compreendido entre a data base de aquisição do investimento, 30 de junho de 2001 e 31 de dezembro de 2001.

12. IMOBILIZADO

	Custo	Depreciação e Amortização Acumulada	Controladora	
			2001 Valor Líquido	2002 Valor Líquido
Em Serviço				
Distribuição	2.839.436	(1.262.971)	1.576.465	1.603.131
Administração	117.345	(61.275)	56.070	63.665
Total em Serviço	2.956.781	(1.324.246)	1.632.535	1.666.796
Em Curso				
Distribuição	86.664	-	86.664	108.538
Administração	17.079	-	17.079	4.215
Total em Curso	103.743	-	103.743	112.753
Total do Imobilizado	3.060.524	(1.324.246)	1.736.278	1.779.549

Sua composição é como segue:

A taxa de depreciação média dos ativos é aproximadamente 5,0% ao ano.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação e Amortização Acumulada</u>	<u>Consolidado</u>	
			<u>2001 Valor Líquido</u>	<u>2002 Valor Líquido</u>
Em Serviço				
Distribuição	5.243.166	(2.284.300)	2.958.866	2.196.186
Administração	161.066	(71.887)	89.179	78.326
Total em Serviço	5.404.232	(2.356.187)	3.048.045	2.274.512
Em Curso				
Distribuição	167.694	-	167.694	167.931
Administração	18.738	-	18.738	4.215
Total em Curso	186.432	-	186.432	172.146
Total do Imobilizado	5.590.664	(2.356.187)	3.234.477	2.446.658

13. DIFERIDO

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Ágio de Incorporação	2.897.057	2.897.057	4.017.324	2.897.057
(-) Amortização Acumulada	(603.553)	(313.848)	(997.263)	(313.848)
Déficit Fundação CESP	-	67.426	-	186.283
(-) Amortização Acumulada	-	(509)	-	(14.145)
Diferimento Variação Cambial	30.240	-	107.106	-
(-) Amortização Acumulada	(6.892)	-	(26.108)	-
Despesas Pré-Operacionais	11.804	5.171	11.804	9.978
(-) Amortização Acumulada	(621)	(410)	(621)	(1.578)
Despesas com Emissão de Debêntures	4.268	-	4.268	-
(-) Amortização Acumulada	(309)	-	(309)	-
Outros	-	-	23.094	-
Total do Diferido	2.331.994	2.654.887	3.139.295	2.763.747

Ágio de Incorporação – Decorrente das incorporações da DOC4 (antiga controladora da CPFL) e DOC3 (antiga controladora da RGE). Está fundamentado na expectativa de rentabilidade futura da CPFL e da RGE, sendo amortizado para fins fiscais e societários, nos termos da Lei nº 9532/97 e das Instruções CVM nºs 247 de 27 de março de 1996, 285 de 31 de julho de 1998 e 319 de 03 de dezembro de 1999. A amortização desses ágios no exercício de 2001 ascendeu a R\$ 289.706 (R\$ 289.706 em 2000) na controladora e R\$ 401.733 no consolidado.

Déficit da Fundação CESP – Em conformidade com as determinações da Deliberação CVM nº 371 de 13 de dezembro de 2000, e Ofício CVM nº 01/2002 de 14 de janeiro de 2002, a Empresa e a controlada em conjunto CPFL Piratininga procederam em 31 de dezembro de 2001 à reversão do saldo total desta rubrica, em contrapartida a conta de empréstimos e financiamentos, o qual será levado à resultado em 5 anos, correspondente às parcelas de obrigações excedentes em relação aos ativos do planos de benefícios, patrocinados pelas empresas e administrados pela Fundação CESP (Vide nota 24).

Diferimento da Variação Cambial – De conformidade com a deliberação CVM nº 404, de 27 de setembro de 2001, a Empresa e a sua controlada RGE optaram por diferir o resultado líquido negativo decorrente do ajuste dos valores em reais de obrigações e créditos denominados em moeda estrangeira, ocorrido no ano de 2001. O valor diferido será amortizado linearmente, respeitando as datas de vencimentos dos contratos, em até 4 (quatro) anos, a partir do exercício de 2001, inclusive.

Os montantes dos ativos e passivos em moeda estrangeira que serviram de base para determinação dos valores a diferir, bem como os valores diferidos, são os seguintes:

	Moedas	Controladora			Consolidado		
		2001			2001		
		Base	Diferido	Amortizado	Base	Diferido	Amortizado
	US\$	R\$	R\$	US\$	R\$	R\$	
Ativos:							
CRC Cesp	US\$	87.605	11.434	11.434	87.605	11.434	11.434
Fundo Vinculado	US\$	4.742	2.667	667	4.742	2.667	667
Subtotal		92.347	14.101	12.101	92.347	14.101	12.101
Passivos:							
BNDES (Draft I)	UMBND	82.603	23.693	12.910	82.603	23.693	12.910
BBA	US\$	6.658	1.854	920	6.658	1.854	920
Bco. do Brasil – DMLP	US\$	54.258	18.794	5.163	54.258	18.794	5.163
Bco. Boston (Traide Finance)		-	-	-	190.000	76.866	19.216
Subtotal		143.519	44.341	18.993	333.519	121.207	38.209
TOTAL		51.172	30.240	6.892	241.172	107.106	26.108

Os ativos e passivos, base de cálculo do diferimento da variação cambial estão totalmente expostos à referida variação. Aos empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira, protegidos por operações de “swap” – “Floating Rate Notes” (Vide Nota 15), no montante de US\$ 300.000, não foi aplicado referido diferimento, em atendimento ao inciso XIII, da Deliberação CVM nº 404/2001.

14. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Suprimento de Energia Elétrica	268.910	214.738	546.590	348.044
MAE/Co-geração	4.972	1.145	30.785	1.145
Encargos de Uso da Rede Elétrica	71.971	-	96.993	10.602
Materiais/Serviços	14.149	21.005	35.230	29.214
Outros	172	172	172	185
TOTAL	360.174	237.060	709.770	389.190

Durante o período do racionamento, de junho a dezembro/2001, ocorreram pagamentos às empresas geradoras relativos a suprimento energia com redução aproximada de 20% em relação aos valores constantes nos contratos iniciais.

Conforme o acordo setorial firmado com as empresas geradoras, as distribuidoras irão efetuar o pagamento integral dos contratos iniciais, deduzindo-se apenas o fator redutor de aproximadamente 2,34%, que resultou em saldo a pagar de R\$ 58.141 (R\$ 76.095 no consolidado) registrado na rubrica Suprimento de Energia Elétrica.

15. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Controladora					
	2001			2000		
	Encargos	Circulante	Principal Longo Prazo	Encargos	Circulante	Principal Longo Prazo
MOEDA NACIONAL						
Instituições Financeiras	505	52.139	43.010	271	2.146	41.109
Fundação CESP	-	15.498	550.161	-	26.216	560.853
BNDES	9.222	91.436	91.436	10.149	80.245	160.269
BNDES – INVESTIMENTO	411	37.317	81.995	380	11.574	85.115
Outras	60	8.280	10.649	-	6.479	11.998
Soma	10.198	204.670	777.251	10.800	126.660	859.344
MOEDA ESTRANGEIRA						
Floating Rate Notes	1.188	-	696.120	-	-	-
Swap – Floating Rate Notes	21.371	-	-	-	-	-
Instituições Financeiras	2.028	102.898	122.799	1.606	7.691	111.245
Soma	24.587	102.898	818.919	1.606	7.691	111.245
TOTAL	34.785	307.568	1.596.170	12.406	134.351	970.589

	Consolidado					
	2001			2000		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
Circulante		Longo Prazo	Circulante		Longo Prazo	
MOEDA NACIONAL						
Instituições Financeiras	520	72.829	43.010	271	2.146	41.109
Fundação CESP	-	23.592	550.161	-	36.653	661.965
BNDES	9.222	91.436	91.436	10.149	80.245	160.269
BNDES – INVESTIMENTO	5.898	107.646	213.278	6.370	60.099	183.819
BRDE	6.285	8.626	65.172	-	-	-
Fundação ELETROCEEE	486	1.667	20.628	-	-	-
Outras	575	10.336	27.898	1.961	131.969	13.243
Soma	22.986	316.132	1.011.583	18.751	311.112	1.060.405
MOEDA ESTRANGEIRA						
Floating Rate Notes	1.188	-	696.120	-	-	-
Swap – Floating Rate Notes	21.371	-	-	-	-	-
Instituições Financeiras	4.493	601.520	475.500	6.616	94.331	366.761
Outras	13	33	-	-	-	-
Soma	27.065	601.553	1.171.620	6.616	94.331	366.761
TOTAL	50.051	917.685	2.183.203	25.367	405.443	1.427.166

Os empréstimos e financiamentos em moeda nacional estão sujeitos a encargos, e taxas variáveis que resulta numa taxa média ponderada de 13,62% a.a. Sua composição por tipo de indexador é como segue:

Indexador	Composição da Dívida em %					
	Oscilação em %		Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000	2001	2000
IGP-DI	11,80	10,31	22,30	59,36	11,15	50,56
IGP-M	10,37	9,95	20,00	5,48	16,32	4,00
UMBND	15,46	5,26	7,00	25,35	20,17	29,00
URTJLP	3,34	4,56	4,00	9,81	12,20	7,02
CDI	17,28	-	37,00	-	18,50	-
Outros	-	-	9,70	-	21,66	9,42
			100,00	100,00	100,00	100,00

como segue:

O empréstimo com a Fundação CESP corresponde na sua quase totalidade ao financiamento do déficit previdenciário do Plano de Aposentadorias e Pensões, apurado conforme regra da SPC (Secretaria da Previdência Complementar), gerado em decorrência do saldamento do plano de “benefício definido”, equacionado em 1997, sendo na controladora amortizável em 240 parcelas mensais acrescidas de juros de 6% a.a. e correção pelo IGP-DI (FGV), e no consolidado, na controlada CPFL Piratininga, amortizável em 60 parcelas mensais, corrigido pelo custo atuarial ou variação da Taxa Referencial acrescido de 8% ao ano, dos dois o maior. Este empréstimo está garantido por vinculação de receitas provenientes da venda de energia elétrica. Tendo em vista a adaptação às práticas contábeis determinadas pela Deliberação nº 371 da CVM, o saldo registrado no passivo foi estorno em contrapartida do ativo diferido da Empresa, no valor de R\$ 78.595 (R\$ 243.718 no consolidado) (vide Nota 13).

O empréstimo junto ao BNDES corresponde ao financiamento para aquisição da Bandeirante, quando de sua privatização (conforme mencionado anteriormente, a Bandeirante teve seu patrimônio parcialmente cindido em 1º de outubro de 2001, sendo parte do seu acervo líquido incorporado pela CPFL Piratininga – empresa na qual a CPFL mantém atualmente participação através de controlada Draft I). Este empréstimo vem sendo amortizado em 09 (nove) parcelas semestrais, a partir de setembro de 1999. Sua atualização está atrelada à cesta de moedas do BNDES (“UMBND”, cujo maior indexador é dólar norte-americano), com juros fixos de 5% a.a., e variáveis com base no custo médio ponderado de todas as taxas e despesas incorridas pelo BNDES na captação de recursos, que em 2001 foi em torno de 15,46% a.a. (5,26% a.a. em 2000). Como garantia, estão vinculadas ações representativas do capital da CPFL Piratininga, detidas pela empresa Draft I.

O empréstimo junto ao BNDES – Investimento corresponde a financiamento aos programas de investimentos. Na controladora está dividido em duas tranches “A” e “B”, tendo 18 e 30 meses de carência, respectivamente, amortizado em 78 parcelas mensais e sucessivas, atualizado pela TJLP e juros de 3,25% ao ano. Como garantia está vinculada a receita proveniente da prestação de serviços de fornecimento de energia elétrica. No consolidado, inclui o empréstimo da controlada RGE com atualização pela TJLP e juros de 3,9% ao ano, amortização mensal com último vencimento em 15 de setembro de 2007 e a garantia está vinculada a receita da empresa.

A operação “Floating Rate Notes” refere-se a captação de recursos no mercado externo, no montante de US\$ 300 milhões, realizada no segundo trimestre de 2001, para fins de aquisição do controle acionário da RGE, contratados junto a um consórcio de bancos, liderado pelo BankBoston. Esse empréstimo tem prazo de vencimento final de 05 anos e carência de 20 meses para início do pagamento do principal, sendo que os juros serão pagos semestralmente a partir de dezembro de 2001. Através de mecanismo de “swap”, toda esta dívida foi convertida para custo local, correspondente a 93,65% e 94,75% da variação do CDI (Certificado de Depósito Interbancário), respectivamente, para as parcelas de US\$ 100 milhões e US\$ 200 milhões. Como garantia foram dadas notas promissórias e cartas de fiança.

O empréstimo junto ao BRDE refere-se a contrato de abertura de crédito, assumido pela controlada RGE no processo de cisão e privatização da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. As amortizações são mensais e como garantia foi oferecida a arrecadação de venda de energia da RGE.

O empréstimo junto a Fundação ELETROCEEE refere-se a contrato de confissão de dívida, assumido pela controlada RGE em decorrência do desmembramento do contrato total com a Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. As amortizações são mensais e como garantia foi oferecida a arrecadação de venda de energia.

O empréstimo junto ao BankBoston, incluído no saldo de “Instituições Financeiras” no consolidado, pelo valor de R\$ 352.701, refere-se a captação de recursos realizada em 2000 pela Sul Geradora Participações S.A., controlada da RGE, através de operação de Trade Finance, tendo como garantia o aval da RGE e cartas de fianças. O pagamento de juros é trimestral e a amortização do principal se dará entre 2002 e 2005.

Os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira foram contraídos em sua totalidade em dólares norte-americanos, cuja variação em 2001 foi de 18,67% (9,30% em 2000), com a seguinte composição de longo prazo:

Empréstimos e Financiamentos Moeda Estrangeira	Venci- mento (Anos)	Amortização	Garantias	Taxa de Juros	Controladora		Consolidado	
					2001	2000	2001	2000
1) Banco do Brasil S.A.:								
Debt Conversion Bond	18	17 parcelas semestrais	Vinculação de Receitas	Libor 6 meses + 7/8% a.a.	20.225	19.767	20.225	69.761
New Money Bond	15	17 parcelas semestrais	Vinculação de Receitas	Libor 6 meses + 7/8% a.a.	4.731	4.600	4.731	16.234
FLIRB	15	13 parcelas semestrais	Vinculação de Receitas	Libor 6 meses + 13/16% a.a.	4.801	4.046	4.801	14.279
C-Bond	20	21 parcelas semestrais	Vinculação de Receitas	8% a.a.	25.869	21.800	25.869	76.937
Discount Bond	30	única ao final de 30 anos	Depósito em Garantia e Receitas	Libor 6 meses + 13/16% a.a.	23.456	17.043	23.456	60.149
PAR-Bond	30	única ao final de 30 anos	Depósito em Garantia e Receitas	6% a.a.	28.985	24.426	28.985	86.203
EI Bond - Bônus de Juros	12	19 parcelas semestrais	Vinculação de Receitas	Libor 6 meses + 13/16% a.a.	8.748	9.478	8.748	33.113
2) Banco BBA Creditanstalt S.A.								
	4	8 parcelas semestrais	Notas Promissórias	Libor 6 meses + 5,75% a.a.	5.984	10.085	5.984	10.085
3) Floating Rate Notes								
	5	24 parcelas	Notas Promissórias e Carta de Fiança	Libor 6 meses + 2,95% a.a.	696.120	-	696.120	-
4) Banco de Boston								
	5	12 parcelas trimestrais	Cartas de Fiança	Libor + 2,25% a.a.	-	-	352.701	-
TOTAL					818.919	111.245	1.171.620	366.761

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo, tem vencimentos assim programados:

Vencimento	Controladora 2001	Consolidado 2001
2003	216.105	417.182
2004	358.884	505.518
2005	225.275	394.980
2006	327.078	361.211
Após 2006	468.828	504.312
TOTAL	1.596.170	2.183.203

Majoração Tarifária – Correspondem a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n°s 38 e 45/1986, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.

Finsocial – litígio – Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração tarifária e cobrança do Finsocial do período de junho de 1989 a outubro de 1991. A CPFL obteve liminares que garantiram o não recolhimento mediante depósito judicial. Os depósitos judiciais estão registrados na rubrica “Depósitos Vinculados a Litígios”, no ativo realizável a longo prazo, sendo atualizados pela variação da Taxa Referencial Diária (TRD).

COFINS/Pis–Pasep – Refere-se a questionamento judicial quanto à inclusão das receitas financeiras e não operacionais na base de cálculo do PIS e Cofins. A CPFL obteve liminar para efetuar o pagamento destas contribuições na forma da legislação anterior. Enquanto não se obtém decisão final sobre esta matéria a Empresa vem constituindo provisão para os valores em discussão.

COFINS – Consignação em Pagamento – O saldo, no consolidado, refere-se a parcelas vertidas à CPFL Piratininga correspondentes a depósitos efetuados pela Bandeirante, amparada em mandado de segurança, discutido solidariamente com a Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A., que havia cedido parcela da obrigação da COFINS para aquela empresa que foi posteriormente vertido para a CPFL Piratininga. A obrigação tributária foi quitada parcialmente pela Bandeirante e Eletropaulo, no contexto da Lei n° 9.779 de 19 de janeiro de 1999 e Medida Provisória n° 1.858-6 de 29 de junho de 1999, com dispensa de pagamento de multa e juros e através de ação de consignação em pagamento com depósito para assegurar o pleno direito ao gozo dos benefícios da referida legislação em virtude de questionamento contrário da Procuradoria da Fazenda Nacional. Convertido em renda o depósito em consignação e embasado em parecer de consultor jurídico foi revertida a provisão passiva integralmente, restando o valor depositado.

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT – Refere-se a valores vertidos à controlada CPFL Piratininga relativos a depósitos em consignação efetuados pela Bandeirante até a data da cisão e posteriormente pela CPFL Piratininga, correspondentes ao programa de pesquisa e desenvolvimento instituído pela Resolução n° 185 de 21 de maio de 2001 da ANEEL, que determinou o recolhimento com efeitos retroativos a abril de 2001, em 12 parcelas.

Outros – Contra a Empresa foram iniciadas ações, onde se questiona a classificação de determinados consumidores para efeito de tarifação. Não existem julgamentos quanto ao mérito do assunto, não sendo possível, no momento, determinar o desfecho final dessas ações e o efeito nas demonstrações contábeis da Empresa, se houver.

17. PASSIVO CIRCULANTE – OUTROS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Fundação CESP	5.182	6.097	13.533	8.518
Faturas de Energia	-	-	17.421	7.980
Credores Diversos – Consumidores	13.804	14.180	23.684	14.576
Finsocial – Juros	-	593	-	593
Adiantamentos	9.090	10.104	9.090	10.104
Majoração Tarifária	1.869	1.869	1.869	1.869
Juros – Empréstimo Compulsório	15.778	7.485	15.778	10.336
Compensação da Variação de Custos Parcela “A”	-	-	3.890	-
Encargos do Consumidor a Recolher	18.395	19.855	36.568	28.931
Outros	9.972	5.537	43.045	9.644
TOTAL	74.090	65.720	164.878	92.551

18. DEBÊNTURES

Com o propósito de alavancar recursos complementares à aquisição do controle acionário da RGE, em julho de 2001 a Empresa concluiu a colocação e venda de 100% das 44.000 debêntures de primeira série, equivalentes a R\$ 440.000, com prazo de vencimento em 7 anos, remuneração anual com base na variação do IGP–M, acrescida de taxa de juros de 11,50% ao ano. Também houve a colocação e venda de aproximadamente 67% das 45.000 debêntures, correspondentes à segunda série, cujo valor total equívale a R\$ 450.000, com prazo de 5 anos e remuneração anual com base na taxa média dos Depósitos Interfinanceiros de um dia – DI, “over extragrupo”, acrescida de spread de 0,6% ao ano. Como resultado da colocação da segunda série de debêntures, a CPFL obteve R\$ 301.420 em novos recursos, restando R\$ 148.580 em papéis baseados na variação do CDI que foram cancelados em dezembro de 2001 por determinação da Administração da Empresa. Os saldo atualizado de R\$ 835.198 compreende o principal de R\$ 771.482, contabilizado no exigível a longo prazo, e encargos de R\$ 63.716 contabilizado no circulante na rubrica “Encargos de Debêntures”.

19. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Contribuição do Consumidor	285.956	273.559	443.317	351.311
Doações para Investimentos	29.640	27.219	32.546	27.219
Fundo para Reversão	-	-	13.987	13.194
TOTAL	315.596	300.778	489.850	391.724

Estas obrigações referem-se, principalmente, a recursos recebidos dos consumidores destinados a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

As obrigações especiais estão diretamente vinculadas à concessão do serviço e a sua eventual liquidação ocorrerá no final da concessão. No consolidado, sobre o Fundo de Reversão são cobrados juros de 5% a. a., registrados na rubrica de Encargos – Empréstimos e Financiamentos.

Para efeito de cálculo de índices econômico-financeiros, não devem ser considerados os valores destas obrigações, em função de as mesmas não representarem obrigações financeiras exigíveis.

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas da Empresa em 31 de dezembro de 2001 está assim composta (milhares de ações):

Acionistas	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Serra da Mesa Energia S.A. (VBC Energia S.A.)	4.316.710	33,69	8.421.137	34,35	12.737.847	34,12
521 Participações S.A.	3.550.230	27,70	6.194.169	25,27	9.744.399	26,11
Bonaire Participações S.A.	1.558.271	12,16	2.718.751	11,09	4.277.022	11,46
Draft II Participações S.A.	2.741.331	21,39	5.041.354	20,57	7.782.685	20,85
Ações em Tesouraria	322.886	2,52	1.867.641	7,62	2.190.527	5,87
Prefeituras	42.578	0,33	44.418	0,18	86.996	0,23
Empregados	81.371	0,64	11.682	0,05	93.053	0,25
Mercado	201.316	1,57	212.763	0,87	414.079	1,11
Capital Subscrito	12.814.693	100,00	24.511.915	100,00	37.326.608	100,00

O Estatuto Social contempla um capital social autorizado de 60.000.000.000 (sessenta bilhões) de ações escriturais, sendo 20.000.000.000 (vinte bilhões) de ações ordinárias e 40.000.000.000 (quarenta bilhões) de ações preferenciais sem direito a voto, todas nominativas e sem valor nominal.

As ações ordinárias e preferenciais distribuídas em classes “A”, “B” e “C” são nominativas escriturais, sem valor nominal, sendo que as preferenciais, independente da classe, não dão direito a voto. Todavia as ações de classe “A” e “B” gozam de prioridade no reembolso do capital social e do direito de receber dividendos até 10% (dez por cento) superiores aos pagos às ações ordinárias, nos termos do disposto no artigo 17, inciso I, da Lei nº 6.404/76. As ações preferenciais de classe “C” gozam de prioridade no recebimento de dividendos mínimos, cumulativos, de R\$ 11,93 por lote de mil ações, os quais poderão ser pagos à conta de reservas de capital, na forma da lei. Em 31 de dezembro de 2001, o valor proporcional do dividendo seria de aproximadamente R\$ 82.193, que serão debitados ao patrimônio quando pagos.

Cisão Parcial do Patrimônio da Empresa

Com o propósito de se adequar à reforma do setor elétrico brasileiro e atender os requisitos requeridos nos seus Contratos de Concessão nº 14/97 e nº 15/97, foi aprovada em 29 de setembro de 2000, a cisão parcial do patrimônio da Empresa, relacionado às atividades de geração de energia elétrica, com incorporação da parcela cindida à nova sociedade constituída, CPFL Geração de Energia S.A. Referida cisão resultou na redução do patrimônio líquido da Empresa por R\$ 119.652.

Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

Durante o 1º trimestre de 2001, foi efetuado pagamento de Juros sobre o Capital aos acionistas no valor de R\$ 23.700 (líquido do imposto de renda retido na fonte no valor de R\$ 4.137). Estes juros foram provisionados nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2000 e seu pagamento foi ratificado pela Assembléia Geral Ordinária de 25 de abril de 2001, na qual também foi aprovado a distribuição de R\$ 48.985 de dividendos relativos ao exercício de 2000, conforme provisão registrada nas demonstrações contábeis daquele exercício, conforme abaixo demonstrado:

	<u>Qtde. ações</u>	<u>Valor por ação</u>	<u>R\$</u>
Juros sobre o Capital Próprio			
Ações Ordinárias	12.814.692.661	0,0007284399	9.335
Ações Preferenciais Classe “A”	900.153.659	0,0008012839	721
Ações Preferenciais Classe “B”	7.979.221.104	0,0008012839	6.394
Ações Preferenciais Classe “C”	15.632.539.820	0,0007284399	11.387
Soma			<u>27.837</u>
Dividendos			
Ações Ordinárias	12.814.692.661	0,0012818440	16.427
Ações Preferenciais Classe “A”	900.153.659	0,0014100284	1.269
Ações Preferenciais Classe “B”	7.979.221.104	0,0014100284	11.251
Ações Preferenciais Classe “C”	15.632.539.820	0,0012818440	20.038
Soma			<u>48.985</u>
TOTAL			<u>76.822</u>

Dividendo Mínimo Cumulativo e Resgate de Ações Preferenciais Classe “C”

Em cumprimento ao estabelecido na alínea b, do parágrafo 1º, do Artigo 6º, do Estatuto Social, teve início, a partir de 03 de julho de 2001, o pagamento do dividendo mínimo cumulativo referente às ações preferenciais classe “C”, no montante de R\$ 186.496, equivalente a R\$ 11,93 por lote de mil ações, assim como o primeiro resgate dessas ações, no montante de R\$ 169.582, equivalente a 1.563.250.930 ações ao preço de R\$ 108,48 por lote mil de ações, considerando a posição acionária integral de cada acionista em 15 de junho de 2001, nos termos divulgados no Comunicado aos Acionistas publicado em 13 de junho de 2001. Estas ações estão mantidas como “Ações em Tesouraria” e deverão ser futuramente canceladas mediante aprovação dos acionistas.

Cancelamento de Ações Próprias

Na forma deliberada em Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 25 de abril de 2001, foi procedido o cancelamento de 145.807.264 ações, sendo 72.950.287 ordinárias, 26.849.139 ações preferenciais classe “A” e 46.007.838 ações preferenciais classe “C” mantidas em tesouraria, no montante de R\$ 9.015, em contrapartida à conta de Reservas de Capital.

Exercício do Direito de Retirada

A operação de aquisição de controle acionário da RGE originou direito de retirada dos acionistas não controladores em conformidade com os artigos 137 e 256, parágrafo 2º, da Lei nº 6.404/76, nos termos do Fato Relevante publicado pela Empresa em 14 de julho de 2001. Aos acionistas que manifestaram o direito de retirada, até 13 de agosto de 2001, nas condições previstas em lei, foi reembolsado o valor patrimonial de R\$ 113,62 por lote de mil ações, calculado com base no último balanço social aprovado em Assembléia Geral, conforme dispõe o parágrafo 2º, do artigo 6º do Estatuto Social. O valor desembolsado pela CPFL nesta operação foi de R\$ 71.271, relativo a recompra de 322.685.878 ações ON, 14.297.373 ações PN “A” e 290.093.159 ações PN “C”, que estão mantidas em tesouraria para futuro cancelamento e/ou recolocação no mercado.

Destinação do Lucro Líquido do Exercício

Nas demonstrações contábeis de 2001, está consignada proposta de destinação do resultado do exercício, conforme previsto na Legislação Societária e Estatuto Social, que será objeto de deliberação em assembléia que aprovar estas demonstrações contábeis.

	Controladora	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Lucro Líquido do Exercício	8.883	84.775
(-) Constituição de Reserva Legal	(444)	(4.239)
(+) Ajuste de Exercícios Anteriores	-	15.286
Lucro Líquido Ajustado	<u>8.439</u>	<u>95.822</u>
Destinações Propostas:		
(-) Juros sobre o Capital Próprio	-	(46.837)
(-) Dividendos Propostos	(8.439)	(48.985)
Lucros Acumulados	<u>-</u>	<u>-</u>

(Dividendo por lote de mil ações = R\$ 0,23)

Reservas

	Controladora	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Reservas de Capital		
Ágio da Incorporação da DOC4	684.900	871.396
Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio	89.636	89.637
Correção Monetária Especial Realizada	53.907	62.921
TOTAL	<u>828.443</u>	<u>1.023.954</u>
Reservas de Lucros		
Legal	28.696	28.252
TOTAL	<u>28.696</u>	<u>28.252</u>

Conciliação – Resultado da Controladora e Consolidado

	<u>2000</u>
Resultado da Controladora	84.775
Ajustes de exercícios anteriores na Bandeirante refletido na equivalência patrimonial da Controladora	(6.889)
Resultado Conciliado	<u>77.886</u>

O ajuste de exercício anterior na Bandeirante refere-se à mudança de prática contábil, em 2000, relacionada ao reconhecimento das despesas com a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

Esta prática foi descontinuada em função das alterações promovidas pela ANEEL, no que se refere às considerações dos custos não gerenciáveis incluídos no processo de reajuste anual, que inclui a CCC, conforme descrito na Nota 9.

21. RECEITA OPERACIONAL – RECEITAS DE ENERGIA

	Nº Consumidores (*)		MWh (*)		Controladora	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>R\$ Mil</u> <u>2000</u>
Residencial	2.507.801	2.365.734	4.850.926	5.772.524	1.191.156	1.286.398
Industrial	39.309	50.423	8.070.948	8.408.329	977.998	897.159
Comércio, Serviços e Outras Atividades	238.676	221.971	2.661.813	2.988.354	513.586	509.816
Rural	83.888	80.674	779.334	872.947	93.054	91.057
Poderes Públicos	17.878	17.838	449.169	526.623	75.075	79.940
Iluminação Pública	889	891	630.755	711.274	78.067	77.668
Serviço Público	3.012	2.947	911.428	930.402	110.568	100.133
Consumo Próprio	496	521	31.821	36.441	-	-
SOMA	<u>2.891.949</u>	<u>2.740.999</u>	<u>18.386.194</u>	<u>20.246.894</u>	<u>3.039.504</u>	<u>3.042.171</u>
Recomposição Tarifária Extraordinária					675.142	-
Não Faturado (Líquido)					(18.651)	(4.937)
Suprimento					45.936	56.153
SUBTOTAL					<u>3.741.931</u>	<u>3.093.387</u>
ICMS Faturado					(544.273)	(572.212)
TOTAL					<u>3.197.658</u>	<u>2.521.175</u>

	Nº Consumidores (*)		MWh (*)		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000	2001	2000
					R\$ Mil	
Residencial	5.063.028	3.198.766	7.385.305	6.541.213	1.748.952	1.431.936
Industrial	82.836	58.125	14.562.152	10.361.133	1.735.432	1.086.788
Comércio, Serviços e Outras Atividades	481.618	286.249	4.152.623	3.399.167	811.251	578.398
Rural	228.773	86.307	1.265.106	916.143	140.624	94.968
Poderes Públicos	36.420	22.096	631.451	581.568	109.996	89.231
Iluminação Pública	2.201	1.460	937.908	797.216	117.957	87.408
Serviço Público	5.503	3.460	1.245.834	1.017.154	153.321	109.042
Consumo Próprio	88	521	669	38.123	-	285
SOMA	5.900.467	3.656.984	30.181.048	23.651.717	4.817.533	3.478.056
Recomposição Tarifária Extraordinária					977.123	-
Não Faturado (Líquido)					(19.472)	4.396
Suprimento					90.924	82.743
SUBTOTAL					5.866.108	3.565.195
ICMS Faturado					(879.171)	(653.177)
TOTAL					4.986.937	2.912.018

(*) Não auditado

22. RESULTADO FINANCEIRO

Receita	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Renda de Aplicações Financeiras	36.214	61.433	43.527	70.700
Swap – Floating Rate Notes	134.489	-	134.489	-
Acréscimos Moratórios	19.620	18.002	34.323	21.445
Encargos CRC Repassados à CESP	5.561	7.076	8.070	7.076
Juros sobre Antecipação de IRPJ e CSSL	6.496	8.154	6.496	8.154
Renda de Títulos e Valores Mobiliários	405	3.911	405	26.146
Atualizações Monetárias	53.810	20.644	165.026	26.125
Remuneração CVA	14.095	-	22.638	-
Outras	14.867	12.158	40.916	16.537
Soma	285.557	131.378	455.890	176.183
Despesa				
Encargos de Dívidas	(169.892)	(91.825)	(258.038)	(136.994)
Despesas Bancárias	(16.955)	(15.461)	(27.439)	(15.659)
Atualizações Monetárias	(143.152)	(78.588)	(277.528)	(98.508)
Reversão Juros/Multa-Cofins/Pasep	-	-	(2.750)	38
Amortização de Ágio em Participações				
Societárias Permanentes	(37.779)	-	(80.240)	(33.480)
Swap – Floating Rate Notes	(188.636)	-	(200.074)	-
Outras	(37.066)	(8.254)	(61.762)	(13.481)
Soma	(593.480)	(194.128)	(907.831)	(298.084)
Juros sobre o Capital Próprio	-	(46.837)	-	(46.837)
TOTAL	(307.923)	(109.587)	(451.941)	(168.738)

23. SEGUROS

A Empresa e suas controladas mantêm contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

A cobertura de incêndio possui limites máximos de indenização por evento.

Descrição	Tipo	Controladora		Consolidado	
		2001	2000	2001	2000
Direitos e Obrigações	Incêndio	438.230	423.827	837.451	674.053
	Responsabilidade Civil	22.000	22.000	33.582	26.060
		460.230	445.827	871.033	700.113
Bens	Automóveis	2.087	1.532	3.087	1.817
	Transporte	-	-	9.777	5.767
		2.087	1.532	12.864	7.584
Pessoas	Acidentes Pessoais	7.815	7.075	15.918	10.491
TOTAL		470.132	454.434	899.815	718.188

A Empresa e suas controladas mantêm contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

A cobertura de incêndio possui limites máximos de indenização por evento.

24. PLANOS DE SUPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA E PENSÕES

A Empresa e a controlada CPFL Piratininga, através da Fundação CESP, e a controlada RGE, através da Fundação CEEE, mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados. As Fundações CESP e CEEE adotam o “regime financeiro de capitalização” para cálculo das reservas técnicas.

De acordo com esse regime financeiro, as contribuições correntes destinam-se à cobertura, a valor presente, dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a admissão nos planos, sendo que os benefícios relativos ao tempo anterior de serviço foram em parte cobertos pela CPFL por meio de contribuição inicial.

I – CPFL

Em 27 de outubro de 1997, a Secretaria de Previdência Complementar, através do Ofício nº 726/SPC/CGOF/COJ, aprovou o Regulamento do Plano Misto de Benefícios que transformou o plano de Benefício Definido, para Plano Misto, com as seguintes características:

- a) Constituição de um benefício saldado – BSPS, proporcional ao tempo de contribuição de cada participante do plano, no conceito de contribuição definida;
- b) Adoção de um modelo misto, que contempla as aposentadorias de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido e as aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição definida.

O total de contribuições feitas pela Empresa, consignado na demonstração de resultado na rubrica de Despesa de Pessoal, foi de R\$ 10.417 (R\$ 8.474 em 2000) e R\$ 16.900 no consolidado (R\$ 12.477 em 2000).

II – CPFL Piratininga

A CPFL Piratininga no contexto do processo de cisão da Bandeirante assumiu a responsabilidade, pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados naquela empresa até a data da efetivação da cisão assim como obrigações correspondentes aos empregados ativos transferidos para a CPFL Piratininga.

Em 02 de abril de 1998 a Secretaria de Previdência Complementar – SPC, aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da CPFL Piratininga), dando origem a um “Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado – BSPS”, e um “Plano de Benefícios Misto”, similar ao da controladora, com as seguintes características:

- a) Plano de Benefício Definido (“BD”) – vigente até 31.03.98 – plano de benefício saldado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da Companhia.
- b) Plano de Benefício Definido – vigente após 31.03.98 – plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31.03.98 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31.03.98) e, portanto, não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31.03.98. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a CPFL Piratininga e os participantes.
- c) Plano de Contribuição Definida – implantado junto com o Plano BD Vigente após 31.03.98, é um plano previdenciário, que até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a CPFL Piratininga. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício Definido e, portanto, passa a poder gerar responsabilidade atuarial para a Companhia.

III – Rio Grande Energia S.A.

O plano de suplementação é do tipo "Benefício Definido" com regime financeiro de capitalização.

As patrocinadoras são responsáveis pela cobertura dos déficits apurados no plano de benefício da Fundação e conforme o § 2º da cláusula XXII do Regulamento da Fundação CEEE, a contribuição da patrocinadora será equivalente à totalidade das contribuições vertidas pelos participantes em um mesmo período.

Deliberação CVM nº 371 - Contabilização dos Planos de Pensão

A Empresa e a controlada CPFL Piratininga (cindida da Bandeirante) adotavam por prática contábil, até 31 de dezembro de 2000, registrar os seus compromissos relacionados aos déficits atuariais verificados nos planos de aposentadoria e pensão de seus funcionários, no ativo diferido. Com o advento da Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, procedeu-se em 31 de dezembro de 2001 à reversão do passivo e do diferido, sendo que os déficits atuariais serão levados à resultado em 5 anos, correspondente às parcelas de obrigações excedentes em relação aos ativos do planos de benefícios. Em 31 de dezembro de 2001 o saldo do déficit atuarial era de R\$ 676.810 (R\$ 882.129 no consolidado) dos quais R\$ 565.659 (R\$ 602.448 no consolidado) já encontravam-se registrados, em função de procedimentos adotados em 1997, quando do primeiro equacionamento do déficit junto a Fundação (vide nota 15).

Na avaliação atuarial dos planos foi adotado o método do crédito unitário projetado, estando os ativos dos planos posicionados em 31 de dezembro de 2001, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

Demonstramos a seguir a situação do Plano da Empresa, com base em parecer do atuário, para o período findo em 2001, no que se refere aos riscos de morte e invalidez dos participantes, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
Valor justo dos ativos	890.880	1.131.573
Total do passivo atuarial	(1.537.422)	(1.983.434)
Déficit técnico atuarial registrado	<u>565.659</u>	<u>602.448</u>
Passivo líquido a ser reconhecido no balanço	<u>(80.883)</u>	<u>(249.413)</u>

a) Conciliação dos ativos e passivos

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
Custo do Serviço	784	5.975
Custo dos Juros	238.915	301.805
Rendimentos esperado dos ativos	(238.559)	(272.089)
Amortização de serviços passados	<u>16.176</u>	<u>49.724</u>
Total	<u>17.316</u>	<u>85.415</u>

b) Despesa prevista para 2002**c) Premissas atuariais utilizadas**

	<u>Controladora</u>	<u>CPFL Piratininga</u>	<u>RGE</u>
– Taxa de juros (desconto) para avaliação do custo do serviço corrente e da obrigação atuarial total	15,5% a.a.	15,5% a.a.	9,4% a.a.
– Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do plano	15,5% a.a.	15,5% a.a.	9,4% a.a.
– Taxa de crescimento salarial	12,3% a.a.	12,3% a.a.	6,4% a.a.
– Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	9% a.a.	9% a.a.	3,2% a.a.
– Tábua geral de mortalidade	AT-49 (qx)	AT-49 (qx)	AT-83
– Tábua de entrada em invalidez	LIGHT-MÉDIA (ix)	LIGHT-MÉDIA (ix)	LIGHT-MÉDIA (ix)
– Tábua de mortalidade de inválidos	IAPB-55 (qix)	IAPB-55 (qix)	AT-49 (qix)
– Tábua de mortalidade de ativos: obtida pelo método de Hamza a partir dos valores adotados para qx / ix / qix.			

25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

As transações com partes relacionadas são realizadas em condições normais de mercado e são assim representadas:

	Votorantim		Bradesco		Fundação CESP		CPFL Geração	
	2001	2000	2001	2000	2001	2000	2001	2000
Ativo Circulante:								
Disponibilidades	-	62.903	1.607	59.666	-	-	-	-
Revendedores	-	-	-	-	-	-	5.113	6.601
Devedores Diversos	-	-	-	-	-	-	2.095	568
Outros	-	-	-	-	-	-	263	-
Passivo Circulante:								
Fornecedores	-	-	-	-	-	-	2.317	2.838
Empréstimos e Financ.	-	-	-	-	15.498	26.216	-	-
Coligadas/Controladas	-	-	-	-	-	-	44.886	-
Outros	-	-	-	-	5.585	6.097	-	-
Exigível a Longo Prazo:								
Empréstimos e Financ.	-	-	-	-	550.161	560.853	-	-
Receitas:								
Suprimento de E.E.	-	-	-	-	-	-	5.113	6.601
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	1.265	275
Financeiras	5.185	2.824	4.843	3.290	-	-	2.778	-
Despesas:								
Pessoal	-	-	-	-	10.417	8.481	1.265	275
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	31.565	13.640
Prest. Serviços	-	-	124	127	-	-	-	-
Financeiras	-	-	-	-	35.181	29.527	48	-
Atualizações Monetárias	-	-	-	-	63.408	48.973	-	-

São as seguintes as principais transações:

VOTORANTIM e BRADESCO – Aplicações financeiras de curto prazo que propiciam rendimento médio equivalente à 99,14% do CDI.

Fundação CESP – Financiamento para cobertura do déficit previdenciário e custo com o plano de suplementação de aposentadoria (vide Nota 24).

CPFL Geração – Contratos de suprimento e compra de energia elétrica, de prestação de serviços administrativos efetuados a preços de mercado. Há, ainda, contrato de mútuo que prevê atualização monetária pelo CDI.

26. INSTRUMENTOS FINANCEIROS – INSTRUÇÃO CVM Nº 235/95

Considerando os termos da Instrução CVM nº 235/95, a Empresa e suas controladas avaliaram seus ativos e passivos contábeis em relação aos valores de mercado, por meio de informações disponíveis e metodologias de avaliação apropriadas.

26.1. CONSIDERAÇÕES SOBRE RISCOS

O negócio da Empresa e suas controladas compreende principalmente o fornecimento de energia a consumidores finais, sendo concessionárias de serviços públicos, cujas atividades e tarifas são reguladas pela ANEEL. Os principais fatores de risco de mercado que afetam seus negócios são como seguem:

a. Risco de Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de a Empresa e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado e as despesas financeiras. A Empresa e suas controladas se protegem parcialmente deste risco mediante contratação de operações de “swap” para que as dívidas estejam indexadas a variação de índices nacionais, como segue:

Floating Rate Notes

Do total da dívida financeira da Empresa atrelada à variação do dólar norte-americano, no valor total de R\$ 946.404, efetuaram-se as seguintes operações:

A exposição relativa a emissão de Floating Rate Notes no montante de R\$ 696.120, foi coberta através de operações financeiras de swap, o que proporcionou à Empresa a trocar os riscos originais da operação (variação cambial + Libor + 2,95% aa) para o custo de 94,38% do CDI (Certificado de Depósito Interbancário).

Adicionalmente para parte das Floating Rate Notes, no montante de R\$ 464.080, como forma de não comprometer o limite de crédito da Empresa com o banco intermediador, foi instituída cláusula de “reset”. Através desse instrumento as operações de swap são liquidadas integralmente quando as posições líquidas, trazidas a valor presente, ultrapassam um determinado percentual estabelecido no contrato.

O resultado desse procedimento, pode afetar o fluxo de caixa da Empresa, gerando ou requerendo recursos para cobertura das posições de swap nos momentos em que ocorre o reset.

Dívidas vencíveis em 2002

Em dezembro de 2001, a Empresa efetuou ainda a operação financeira “Forward” onde foi possível prefixar o valor para os compromissos atrelados ao dólar norte-americano com previsão de pagamento para 2002. Estes passivos em 31 de dezembro de 2001 montavam a, aproximadamente, R\$ 190.000.

A Empresa possui também, em suas atividades operacionais, exposição com variação cambial na compra de energia elétrica adquirida de Itaipu. O mecanismo de compensação – CVA protege a empresa de eventuais perdas, conforme comentado na Nota 9.

b. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade de a Empresa e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no exterior. A Empresa e suas controladas têm pactuado contratos de derivativos para fazer “hedge” contra esse risco (vide swap relacionado a Floating Rate Notes comentado acima).

Em 31 de dezembro de 2001, a Empresa possuía R\$ 866.146 (R\$ 1.717.502 no consolidado) em empréstimos e financiamentos, captados a taxas variáveis de juros.

c. Risco de Crédito

O risco surge da possibilidade de a Empresa e suas controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é avaliado pela Empresa como baixo, tendo em vista a pulverização do número de clientes e da política de cobrança e corte de fornecimento para consumidores inadimplentes.

d. Risco quanto à Escassez de Energia

O risco surge da possibilidade de a Empresa e suas controladas vierem a incorrer em perdas resultantes de dificuldades de geração de energia decorrente de escassez de água.

Segundo a avaliação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, não há riscos de escassez de energia elétrica para o próximo biênio.

26.2. VALORIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros ativos e passivos da Companhia em 31 de dezembro de 2001 são descritos a seguir, bem como os critérios para sua valorização/avaliação:

- a.** Disponibilidades – Compreendem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras. O valor de mercado desses ativos não difere dos valores demonstrados no balanço patrimonial da Companhia.
- b.** Valores a receber e a pagar de energia – Estes créditos e débitos decorrem basicamente de transações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE e foram registrados e valorizados com base nas informações disponibilizadas pelo MAE, baseados nos preços vigentes durante o ano. Não houve transações relacionadas com estes créditos ou débitos que pudessem afetar sua classificação e valorização na data do balanço.
- c.** Empréstimos e Financiamentos – Estão avaliados conforme os critérios estipulados em contratos, de acordo com as características definidas na Nota 15.
- d.** Debêntures – As debêntures lançadas pela Empresa não são negociadas no mercado. Estão avaliadas conforme os critérios estipulados quando de sua emissão, conforme características definidas na Nota 18.

27. EVENTOS SUBSEQÜENTES**Extinção de Offshores: CPFL OVERSEAS E WHITCHURCH LTD.**

A Empresa mantém participações acionárias nas offshores CPFL Overseas, sediada em Grand Cayman, Cayman Islands, e Whitchurch Ltd., sediada nas Ilhas Virgens Britânicas, com a finalidade de gerir negócios, operações e participações que porventura venha a fazer fora do Brasil.

Considerando que essas empresas não foram utilizadas para o fim pelo qual foram criadas ou adquiridas, que a Empresa não tem planos que possam justificar os custos para manutenção das mesmas, e que a liquidação dessas sociedades não trará nenhum efeito financeiro relevante para a CPFL, a diretoria da Empresa aprovou a dissolução dessas empresas e a transferência para a CPFL do investimento que a Whitchurch possui na Draft I, de 0,08% das ações desta.

Término do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica

Considerando que os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas das Regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, atualmente se encontram acima das correspondentes curvas-guia de segurança, a Resolução nº 117, de 19 de fevereiro de 2002, extinguiu, a partir de 1º de março de 2002, o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica nas regiões atendidas pelos Sistemas Interligados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Dessa forma, a partir de 1º março de 2002, o consumo da área de concessão da Companhia passa a ser regido pelas condições normais de mercado, sem nenhuma interferência do Programa de Racionamento imposto pelo Governo Federal.

Plano de Contas ANEEL 2002

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo, através da Resolução nº 444 de 26 de outubro de 2001, um documento denominado “Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica”, contendo o Plano de Contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas e financeiras, resultando em importantes alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2002.

Dentre as principais alterações de procedimentos contábeis destaca-se o estabelecimento de estruturas específicas para contabilização da atividade de comercialização segregada da atividade de distribuição de energia.

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
1. Receitas	3.744.684	3.107.756	5.887.346	3.582.702
1.1. Vendas de Energia Elétrica e Serviços	3.769.959	3.127.455	5.913.976	3.604.362
1.2. Provisão para Devedores Duvidosos	(28.778)	(15.500)	(28.778)	(15.500)
1.3. Não Operacional	3.503	(4.199)	2.148	(6.160)
2. (-) Insumos	(1.846.276)	(1.361.810)	(3.051.785)	(1.616.702)
2.1. Óleo Combustível para Produção de Energia Elétrica	-	(6.675)	-	(6.675)
2.2. Energia Comprada para Revenda	(1.680.228)	(1.213.798)	(2.758.622)	(1.420.734)
2.3. Serviço de Terceiros	(108.378)	(85.690)	(172.670)	(99.094)
2.4. Material	(17.707)	(18.751)	(25.561)	(20.526)
2.5. Outros	(39.963)	(36.896)	(94.932)	(69.673)
3. Valor Adicionado Bruto (1 + 2)	1.898.408	1.745.946	2.835.561	1.966.000
4. Retenções				
4.1. Depreciação e Amortização	(434.942)	(434.521)	(577.682)	(452.457)
5. Valor Adicionado Líquido Gerado (3 + 4)	1.463.466	1.311.425	2.257.879	1.513.543
6. Valor Adicionado Recebido em Transferência	241.374	123.294	361.184	176.183
6.1. Resultado de Equivalência Patrimonial	(44.183)	(8.084)	-	-
6.2. Participação de Minoritários na Consolidação	-	-	(26.439)	-
6.3. Receitas Financeiras	285.557	131.378	387.623	176.183
7. Valor Adicionado a Distribuir (4 + 5)	1.704.840	1.434.719	2.619.063	1.689.726
8. Distribuição do Valor Adicionado	1.704.840	1.434.719	2.619.063	1.689.726
8.1. Pessoal e Encargos	117.324	228.784	204.817	257.563
8.2. Impostos, Taxas e Contribuições	980.255	923.027	1.560.901	1.051.263
8.3. Juros e Aluguéis	598.378	151.296	844.462	256.177
8.4. Juros sobre o Capital Próprio e Dividendos	8.439	46.837	8.439	95.822
8.5. Lucros Retidos/Prejuízo do Exercício	444	84.775	444	28.901

INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS EM 31.03.2002 DA CPFL





Data-Base – 31/03/2002

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00382-4	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA. PAULISTA FORÇA E LUZ – CPFL	3 - CNPJ 33.050.196/0001-88	4 - NIRE 35.3.0004373-1
---------------------------	--	--------------------------------	----------------------------

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO RODOVIA CAMPINAS MOGI-MIRIM KM 2,5					2 - BAIRRO OU DISTRITO JARDIM SANTANA		
3 - CEP 13088-900	4 - MUNICÍPIO CAMPINAS	5 - UF SP	6 - DDD 19	7 - TELEFONE 3756-8704	8 - TELEFONE 3756-8705	9 - TELEFONE -	10 - TELEX -
11 - DDD 19	12 - FAX 3756-8777	13 - FAX -	14 - FAX -	15 - E-MAIL cpfl@cpfl.com.br			

1.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para correspondência com a Companhia)

1 - NOME OTÁVIO CARNEIRO DE REZENDE			2 - ENDEREÇO COMPLETO RODOVIA CAMPINAS MOGI-MIRIM KM 2,5			3 - BAIRRO OU DISTRITO JARDIM SANTANA	
4 - CEP 13088-900	5 - MUNICÍPIO CAMPINAS	6 - UF SP	7 - DDD 19	8 - TELEFONE 3756-8704	9 - TELEFONE 3756-8705	10 - TELEFONE -	11 - TELEX -
12 - DDD 19	13 - FAX 3756-8777	14 - FAX -	15 - FAX -	16 - E-MAIL orezende@cpfl.com.br			

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERC. SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2002	31/12/2002	1	01/01/2002	31/03/2002	4	30/09/2001	31/12/2001
9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C					10 - CÓDIGO CVM 00283-6		
11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO MAURÍCIO PIRES DE ANDRADE RESENDE					12 - CPF DO RESPONSÁVEL TÉCNICO 603.835.426-34		

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

NÚMERO DE AÇÕES (Mil)	1 - TRIMESTRE ATUAL 31/03/2002	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/12/2001	3 - IGUAL TRIMESTRE ANTERIOR 31/03/2001
DO CAPITAL INTEGRALIZADO			
1 - ORDINÁRIAS	12.814.693	12.814.693	12.887.643
2 - PREFERENCIAIS	24.511.915	24.511.915	24.584.772
3 - TOTAL	37.326.608	37.326.608	37.472.415
EM TESOURARIA			
4 - ORDINÁRIAS	322.686	322.686	72.950
5 - PREFERENCIAIS	1.867.641	1.867.641	72.857
6 - TOTAL	2.190.527	2.190.327	145.807

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		2 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL		3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO PRIVADA NACIONAL	
4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1990200 – SERVIÇOS DE ELETRICIDADE		5 - ATIVIDADE PRINCIPAL DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		6 - TIPO DE CONSOLIDADO NÃO APRESENTADO	
				7 - TIPO DO RELATÓRIO DOS AUDITORES COM RESSALVA	

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	------------------------------

01.09 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1 - ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais Mil)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais Mil)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Mil)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)
----------	-----------------------	---	------------------------------------	-------------------------	--	--------------------------------------

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA 15/05/2002	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.03.2002</u>	<u>31.12.2001</u>
1	Ativo Total	8.032.239	7.900.036
1.01	Ativo Circulante	930.040	887.959
1.01.01	Disponibilidades	2.434	11.485
1.01.01.01	Numerário Disponível	2.183	11.239
1.01.01.02	Aplicações no Mercado Aberto	251	246
1.01.02	Créditos	619.575	582.453
1.01.03	Estoques	5.258	6.885
1.01.04	Outros	302.773	287.136
1.01.04.01	Rendas a Receber	1.423	1.812
1.01.04.02	Devedores Diversos – Trib. a Compensar	57.814	49.351
1.01.04.03	Devedores Diversos – CESP	593	593
1.01.04.04	Devedores Diversos – Dividendos a Receber	91.886	91.886
1.01.04.05	Devedores Diversos – Outros	86.045	79.201
1.01.04.06	Parcelamento de Débitos	29.721	28.238
1.01.04.07	Provisão para Devedores Diversos	(23.976)	(19.318)
1.01.04.08	Despesas Pagas Antecipadamente	48.102	40.093
1.01.04.09	Outros	11.165	15.280
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.835.344	1.614.808
1.02.01	Créditos Diversos	866.290	630.550
1.02.01.01	Créditos Vinculados a Litígios	51.256	51.256
1.02.01.02	Créditos Fiscais	21.459	27.497
1.02.01.03	Parcelamento de Débitos	43.385	45.047
1.02.01.04	Consumidores	750.190	506.750
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	765.691	784.901
1.02.02.02	Com Controladas	765.691	784.901
1.02.03	Outros	203.363	199.357
1.03	Ativo Permanente	5.266.855	5.397.269
1.03.01	Investimentos	1.296.169	1.328.997
1.03.01.02	Participações em Controladas	1.263.597	1.294.564
1.03.01.03	Outros Investimentos	32.572	34.433
1.03.01.03.04	Outros	32.572	34.433
1.03.02	Imobilizado	1.712.887	1.736.278
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	3.035.068	2.956.781
1.03.02.02	Depreciação e Amortização	(1.360.349)	(1.324.246)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	38.168	103.743
1.03.03	Diferido	2.257.799	2.331.994
1.03.03.01	Despesas Pré-Operacionais	14.821	11.804
1.03.03.02	Outras Despesas Diferidas	2.912.817	2.908.217
1.03.03.03	Amortização Acumulada	(688.603)	(611.375)
1.03.03.04	Diferimento Variação Cambial	18.764	23.348

2.2 – BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31.03.2002</u>	<u>31.12.2001</u>
2	Passivo Total	8.032.239	7.900.036
2.01	Passivo Circulante	1.291.297	1.140.749
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	440.659	336.490
2.01.03	Fornecedores	368.764	360.174
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	130.799	150.017
2.01.04.01	Imposto de Renda	21.303	13.998
2.01.04.02	ICMS	81.901	75.437
2.01.04.03	Contribuições Sociais	10.360	20.060
2.01.04.04	Outros	17.235	40.522
2.01.05	Dividendos a Pagar	11.772	11.807
2.01.06	Provisões	6.833	5.881
2.01.06.01	Participações nos Lucros	6.833	5.881
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	19.054	15.498
2.01.07.01	Compr. Plano de Pensão – Delib. CVM 371/00	19.054	15.498
2.01.08	Outros	313.416	260.882
2.01.08.01	Folha de Pagamento	1.730	1.525
2.01.08.02	Encargos de Dívidas	157.689	98.501
2.01.08.04	Credores Diversos – Outros	12.720	13.804
2.01.08.05	Obrigações Estimadas	90.910	87.826
2.01.08.06	Encargos do Consumidor a Recolher	17.245	18.395
2.01.08.07	Outros	33.122	40.831
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.879.208	2.921.666
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	926.685	1.046.009
2.02.02	Debêntures	773.922	771.482
2.02.03	Provisões	19.358	19.358
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	608.042	550.161
2.02.05	Outros	551.201	534.656
2.02.05.01	Obrigações Especiais	319.946	315.596
2.02.05.02	Outras Obrigações	231.255	219.060
2.05	Patrimônio Líquido	3.861.734	3.837.621
2.05.01	Capital Social Realizado	3.214.417	3.214.417
2.05.02	Reservas de Capital	594.508	594.508
2.05.02.03	Outras	835.361	835.361
2.05.02.04	Ações em Tesouraria	(240.853)	(240.853)
2.05.04	Reservas de Lucro	28.696	28.696
2.05.04.01	Legal	28.696	28.696
2.05.05	Lucros/ Prejuízos Acumulados	24.113	-

3.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	996.469	996.469	786.314	786.314
3.02	Deduções da Receita Bruta	(183.673)	(183.673)	(180.539)	(180.539)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	812.796	812.796	605.775	605.775
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(474.888)	(474.888)	(431.115)	(431.115)
3.05	Resultado Bruto	337.908	337.908	174.660	174.660
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(278.153)	(278.153)	(225.144)	(225.144)
3.06.01	Com Vendas	(13.736)	(13.736)	(7.516)	(7.516)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(141.046)	(141.046)	(138.332)	(138.332)
3.06.03	Financeiras	(99.162)	(99.162)	(27.526)	(27.526)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	43.526	43.526	44.603	44.603
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(142.688)	(142.688)	(72.129)	(72.129)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(24.209)	(24.209)	(51.770)	(51.770)
3.07	Resultado Operacional	59.755	59.755	(50.484)	(50.484)
3.08	Resultado não Operacional	(1.911)	(1.911)	(1.436)	(1.436)
3.08.01	Receitas	891	891	213	213
3.08.02	Despesas	(2.802)	(2.802)	(1.649)	(1.649)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	57.844	57.844	(51.920)	(51.920)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(33.731)	(33.731)	(904)	(904)
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	24.113	24.113	(52.824)	(52.824)
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	35.136.081	35.136.081	37.326.608	37.326.608
	Lucro por Ação	0,00069	0,00069	-	-
	Prejuízo por Ação	-	-	(0,00142)	(0,00142)

4.1 – NOTAS EXPLICATIVAS**1. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

As demonstrações contábeis que compõem estas Informações Trimestrais são apresentadas em milhares de reais e foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis emanadas da Legislação Societária e normas complementares editadas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Essas ITR's foram elaboradas segundo princípios, práticas e critérios consistentes com aqueles adotados no encerramento do último exercício social.

2. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Através da Resolução nº 117, de 19 de fevereiro de 2002, extinguiu-se a partir de 1º de março de 2002, o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica nas regiões atendidas pelos Sistemas Interligados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Dessa forma, a partir de 1º março de 2002, o consumo da área de concessão da Empresa voltou a ser regido pelas condições normais de mercado, sem interferência do Programa de Racionamento imposto pelo Governo Federal.

A Medida Provisória nº 14 de 21 de dezembro de 2001, que regulamentou a recomposição tarifária extraordinária, foi aprovada pelo Congresso Nacional e convertida na Lei nº 10.438/02 sancionada pelo Presidente da República em 26 de abril de 2002. A ANEEL tem procedido diversas análises relacionadas ao cálculo da recomposição tarifária das Empresas distribuidoras de energia de junho a dezembro de 2001 e as tem comunicado sobre divergências identificadas. Com base em referidas comunicações, a Empresa registrou um adicional de recomposição tarifária extraordinária de R\$ 93.614 referente ao período anteriormente mencionado, decorrente, principalmente, da revisão das perdas relacionadas à transmissão de energia e das tarifas médias vigentes naquele período. Para o trimestre findo em 31 de março de 2002, foi registrado como receita o montante de R\$ 124.371 referente à recomposição tarifária dos meses de janeiro e fevereiro de 2002.

O saldo de recomposição tarifária extraordinária contabilizado na rubrica Consumidores em 31 de dezembro de 2001 está sendo atualizado a partir de 01 de janeiro de 2002 pela Empresa com base na variação da taxa SELIC, acrescida de juros à taxa de 1% a.a.. Durante o trimestre houve o registro de R\$ 25.736 em contrapartida às receitas financeiras. O entendimento sobre os procedimentos para atualização do referido saldo ainda é preliminar havendo possibilidades de adequação do mesmo.

As perdas descritas acima estão sendo recuperadas com base no reajuste tarifário extraordinário autorizado pela ANEEL em 27 de dezembro de 2001 conforme Resolução nº 632, tendo sido recuperado, até 31 de março de 2002, o valor de R\$ 31.962.

A recomposição tarifária extraordinária estará sujeita à homologação pela ANEEL, o que deverá ocorrer até agosto de 2002, conforme determinado na Lei nº 10.438/02.

O repasse de energia livre aos geradores referente aos meses de janeiro e fevereiro de 2002, no valor de R\$ 22.607, foi contabilizado como despesa com energia elétrica adquirida para revenda, em contrapartida à conta fornecedores no exigível a longo prazo. A receita referente a essa energia livre no valor de R\$ 23.463, referente ao mesmo período, está contabilizada na conta de receita de energia em contrapartida a conta consumidores no realizável a longo prazo. Estes dados foram disponibilizado pelo MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica) em 10 de maio de 2002. Adicionalmente, a Empresa contabilizou R\$ 8.217 referente à atualização monetária do saldo de energia livre calculado com base na variação da Taxa SELIC.

A Empresa estima que os ativos relacionados à recomposição tarifária e aos créditos decorrentes de transações com energia livre serão recuperados em um período de 5 anos.

Em 31 de março de 2002 a Empresa possuía saldos de R\$ 137.542 e R\$ 3.816 registrados, respectivamente, nas rubricas Outros, no ativo realizável de longo prazo e Outras Obrigações, no exigível de longo prazo, relacionados à “Parcela A” (mecanismo de compensação das variações ocorridas nos itens não gerenciáveis). Durante o trimestre houve o acréscimo líquido de R\$ 10.011 sendo R\$ 5.936 relacionados à atualização monetária calculada conforme variação da taxa Selic até 31 de março de 2002. Estes valores estão pendentes de homologação pela ANEEL.

Neste trimestre, ainda em atendimento às medidas relacionadas ao racionamento de energia elétrica, estabelecidas por atos normativos da GCE e ANEEL, a Empresa incorreu em gastos totais de R\$ 37.107, basicamente em função dos bônus pagos a consumidores, que se encontram consignados no realizável a longo prazo e cujo saldo em 31 de março é de R\$ 53.191, dos quais R\$ 34.355 foram aprovados conforme despachos emitidos pela ANEEL.

3. CRÉDITOS

A rubrica “créditos” no circulante é oriunda, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de março de 2002 e 31 de dezembro 2001 é como segue:

				Mar/2002	Dez/2001
	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	Total
Residencial	56.100	34.060	6.854	97.014	92.585
Industrial	60.807	18.304	5.767	84.878	74.528
Comercial	21.774	12.755	2.940	37.469	33.967
Rural	6.420	1.488	493	8.401	9.206
Poder Público	5.519	2.704	3.468	11.691	10.437
Iluminação Pública	7.762	2.947	9.599	20.308	20.280
Serviço Público	6.579	7.036	13.969	27.584	22.506
Faturado	164.961	79.294	43.090	287.345	263.509
Não Faturado	91.091	-	-	91.091	96.209
Outros	7.519	-	-	7.519	1.306
Soma	263.571	79.294	43.090	385.955	361.024
Recomposição Tarifária Extraordinária	168.391	-	-	168.391	168.391
Revendedores	65.229	65.229	53.038		
Total	497.191	79.294	43.090	619.575	582.453

Recomposição Tarifária Extraordinária

Conforme descrito na Nota 2, o saldo de recomposição tarifária extraordinária refere-se às perdas resultantes do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. O valor total a recuperar através dos aumentos tarifários extraordinários autorizados pelo Poder Concedente é estimado em R\$ 918.581 (R\$ 675.142 em 31.12.2001) sendo R\$ 684.208 (R\$ 472.449 em 31.12.2001) para recompor perdas do racionamento e R\$ 234.373 (R\$ 202.693 em 31.12.2001) para o repasse da energia livre aos geradores. Do montante descrito anteriormente R\$ 750.190 (R\$ 506.750 em 31.12.2001) encontram-se classificados na conta “Consumidores” no realizável de longo prazo por serem realizados em prazo superior a 12 meses, conforme estimativas da Administração da Empresa.

Ainda em função da contabilização do repasse de energia livre aos geradores foram registrados R\$ 226.118 (R\$ 195.294 em 31.12.2001) na conta “Fornecedores” no exigível de longo prazo.

Revendedores

O valor de R\$ 65.229 (R\$ 53.038 em 31.12.2001) refere-se à comercialização de energia elétrica de curto-prazo, junto a diversos revendedores/ concessionários, negociada, em quase sua totalidade no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Os dados que serviram de base ao registro dessas transações em 31.12.2001 são os disponibilizados, em caráter preliminar, pelo MAE, em 13 de março de 2002 e serão objeto de faturamento às partes envolvidas quando da disponibilização dos dados finais e respectiva autorização. Tais valores não vêm sendo atualizados monetariamente.

A Empresa provisionou receita de sobras de energia no montante de R\$ 11.901 referente ao mês de março, com base em estimativas preparadas internamente conforme previsto nas determinações do Acordo do Setor Elétrico, onde constam regras pós racionamento, ou seja, as sobras de energia das distribuidoras serão pagas pelas geradoras a preço de R\$ 73,39 por MWh.

4. INVESTIMENTOS

	<u>Mar/2002</u>	<u>Dez/2001</u>
Participações Societárias Permanentes		
Em Controladas		
Rio Grande Energia S.A – RGE	564.682	576.758
Ágio Aquisição da RGE	755.585	755.585
(-) Amortização Acumulada	<u>(56.670)</u>	<u>(37.779)</u>
	1.263.597	1.294.564
Em Outras Sociedades		
Investimentos	28.226	28.226
(-) Provisão pra Desvalorização das Participações Societárias	<u>(606)</u>	<u>(606)</u>
	27.620	27.620
Outros Investimentos	4.952	6.813
Total de Investimentos	<u>1.296.169</u>	<u>1.328.997</u>

Os resultados negativos reconhecidos pela equivalência patrimonial nas controladas Draft I e CPFL Overseas, acima dos investimentos realizados, foram deduzidos dos adiantamentos para futuro aumento de capital efetuados às mesmas, no realizável a longo prazo na rubrica Créditos com Pessoas Ligadas. Esses adiantamentos, após deliberação da Assembléia dos Acionistas, serão classificados no patrimônio líquido das investidas e no investimento na investidora.

As ITRs da RGE foram revisadas por outros auditores independentes, cujo parecer foi emitido em 12.04.2002 contendo ressalva relacionada ao diferimento de variação cambial conforme facultado pelas Instruções 404 e 409 da CVM, o que resultou em superavaliação do patrimônio daquela companhia por R\$ 52.845 e subavaliação do seu resultado para o trimestre por R\$ 4.805. Conseqüentemente, os investimentos nessa controlada estão superavaliados por R\$ 35.364 e o resultado de equivalência patrimonial para o trimestre findo em 31 de março de 2002 subavaliado por R\$ 3.216.

A composição dos adiantamentos para futuro aumento de capital é como segue:

	Mar/2002			Dez/2001		
	Draft I	CPFL Overseas	Total	Draft I	CPFL Overseas	Total
	Valor Total	914.200	32	914.232	921.666	32
Compensação com Equivalência Patrimonial Negativa	(148.509)	(32)	(148.541)	(136.765)	(32)	(136.797)
Saldos Finais	765.691	-	765.691	784.901	-	784.901

O ágio decorrente das aquisições das participações societárias na Rio Grande Energia S.A. – RGE, está sendo amortizado no prazo máximo de 10 anos, em função da expectativa de rentabilidade futura daquela controlada.

5. IMOBILIZADO

Sua composição é como segue:

	Custo	Depreciação e Amortização Acumulada	Saldos em:	
			Mar/2002 Valor Líquido	Dez/2001 Valor Líquido
Em Serviço				
Distribuição	2.696.726	(1.194.338)	1.502.388	1.462.615
Comercialização	215.682	(102.594)	113.088	113.850
Administração	122.660	(63.417)	59.243	56.070
Total em Serviço	3.035.068	(1.360.349)	1.674.719	1.632.535
Em Curso				
Distribuição	26.624	-	26.624	84.348
Comercialização	2.104	-	2.104	2.316
Administração	9.440	-	9.440	17.079
Total em Curso	38.168	-	38.168	103.743
Total do Imobilizado	3.073.236	(1.360.349)	1.712.887	1.736.278

6. DIFERIDO

Diferimento da Variação Cambial – De conformidade com as deliberações CVM nº 404 e 409 a Empresa optou por diferir o resultado líquido negativo decorrente do ajuste dos valores em reais de obrigações e créditos denominados em moeda estrangeira, ocorrido no ano de 2001. O valor diferido total de R\$ 30.240 está sendo amortizado linearmente, respeitando as datas de vencimentos dos contratos, em até 4 (quatro) anos, a partir do exercício de 2001, inclusive. O montante amortizado até 31 de março de 2002 é de R\$ 11.476 (R\$ 4.584 no trimestre).

7. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Concessão de linha especial de crédito para recomposição financeira de perdas – O Governo Federal aprovou um programa de apoio emergencial e excepcional, com objetivo de amenizar os impactos financeiros decorrentes do racionamento nas concessionárias de distribuição de energia elétrica, concedendo liberação de crédito através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, destinado a suprir em até 90% a insuficiência de recursos, e que deverá ser quitado na mesma proporção e prazo de realização da recomposição tarifária extraordinária. Em 14 de fevereiro de 2002, aprovada pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, a Empresa recebeu a primeira tranche no valor de R\$ 154.571. Sobre os empréstimos obtidos incidirão encargos calculados com base na taxa Selic, acrescidos de juros de 1 % a.a.

8. MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

As movimentações ocorridas no Patrimônio Líquido, no trimestre findo em 31 de março de 2002, foram:

	Capital Social Realizado	Reservas de Capital	Reservas de Lucros	Lucros Acumulados	Total
SALDOS EM 31.12.2001	3.214.417	594.508	28.696	-	3.837.621
Lucro Líquido do Trimestre	-	-	-	24.113	24.113
SALDOS EM 31.03.2002	3.214.417	594.508	28.696	24.113	3.861.734

9. RECEITA BRUTA VENDA E/OU SERVIÇOS – RECEITA DE ENERGIA

	Nº Consumidores (*)		MWh (*)		R\$ Mil	
	Mar/2002	Mar/2001	Mar/2002	Mar/2001	Mar/2002	Mar/2001
Residencial	2.529.674	2.391.769	1.106.508	1.449.740	286.721	330.580
Industrial	39.644	50.075	1.882.052	2.083.080	247.498	220.908
Comércio, Serviços e Outras Atividades	240.837	224.322	653.538	804.821	143.127	137.585
Rural	84.670	80.769	147.087	198.337	19.764	21.971
Poderes Públicos	18.123	17.858	102.756	125.386	18.268	18.974
Iluminação Pública	898	885	144.140	161.333	20.170	17.934
Serviço Público	3.035	2.941	225.349	227.934	30.008	24.707
Consumo Próprio	492	519	6.805	10.069	-	-
SOMA	2.917.373	2.769.138	4.268.235	5.060.700	765.556	772.659
Recomposição Tarifária Extraordinária					217.985	-
Realização da Recomposição Tarifária					(31.962)	-
Energia Livre					23.463	-
Não Faturado (Líquido)					(5.117)	1.295
Suprimento					12.255	5.479
Outras Receitas					14.289	6.881
SUBTOTAL					996.469	786.314
ICMS Faturado					(137.363)	(145.207)
TOTAL					859.106	641.107

(*) Não auditado

10. CUSTO DE BENS E OU SERVIÇOS VENDIDOS

	Saldos em:	
	Mar/2002	Mar/2001
Pessoal	22.318	31.476
Entidade de Previdência Privada	5.618	1.798
Material	583	3.216
Serviços de Terceiros	9.277	2.986
Energia Comprada para Revenda	400.899	352.998
Depreciação e Amortização	34.024	34.177
Outras Despesas	2.169	4.464
Soma	474.888	431.115

11. RESULTADO FINANCEIRO

	Saldos em:	
	Mar/2002	Mar/2001
Receita		
Renda de Aplicações Financeiras	102	10.455
Acréscimos Moratórios	4.672	4.946
Encargos CRC Repassados à CESP	-	1.763
Juros sobre Antecipação de IRPJ e CSSL	499	1.669
Atualizações Monetárias	3.770	21.222
Remuneração CVA	5.936	-
Remuneração de Recomposição Tarifária Extraordinária	25.736	-
Outras	2.811	4.548
Soma	43.526	44.603
Despesa		
Encargos de Dívidas	(60.996)	(23.472)
Despesas Bancárias	(4.339)	(2.710)
Atualizações Monetárias	(14.153)	(43.437)
Amortização de Ágio em Participações Societárias Permanentes	(18.890)	-
Swap – Floating Rate Notes	(22.573)	-
Amortização da Variação Cambial	(4.749)	-
Outras	(16.988)	(2.510)
Soma	(142.688)	(72.129)
Total	(99.162)	(27.526)

12. PLANOS DE SUPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA E PENSÕES

A Empresa, através da Fundação CESP da qual é uma das Patrocinadoras, mantém Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados. A Fundação CESP adota o “regime financeiro de capitalização” para cálculo das reservas técnicas.

De acordo com esse regime financeiro, as contribuições correntes destinam-se à cobertura, a valor presente, dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a admissão nos planos, sendo que os benefícios relativos ao tempo anterior de serviço foram em parte cobertos pela CPFL por meio de contribuição inicial.

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Em atendimento a Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, a Empresa está levando à resultado, em 5 anos, os déficits atuariais apurados até 31 de dezembro de 2001. Conforme publicação em 31 de dezembro de 2001, foi estimado um custo de R\$ 17.316 para o exercício de 2002, sendo R\$ 4.044 já reconhecidos neste trimestre.

13. INSTRUMENTOS FINANCEIROS – INSTRUÇÃO CVM Nº 235/95

Os principais instrumentos financeiros ativos e passivos da Companhia em 31 de março de 2002 são descritos a seguir, bem como os critérios para sua valorização/avaliação:

- a) Disponibilidades – Compreendem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras. O valor de mercado desses ativos não difere dos valores demonstrados no balanço patrimonial da Companhia.
- b) Valores a receber e a pagar de suprimento de energia – Estes créditos e débitos decorrem basicamente de transações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE e foram registrados e valorizados conforme mencionado nas Notas 2 e 3.
- c) Empréstimos e Financiamentos – Estão avaliados conforme os critérios estipulados em contratos.
- d) Debêntures – As debêntures lançadas pela Empresa não são negociadas no mercado. Estão avaliadas conforme os critérios estipulados quando de sua emissão.

14. EVENTOS SUBSEQÜENTES

A. REAJUSTE TARIFÁRIO

A partir de 8 de abril de 2002, as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CPFL foram reajustadas em 11,6% em conformidade com o Contrato de Concessão nº 14/97 assinado junto ao Poder Concedente, e autorizados pelo Governo Federal, através do seu órgão regulador, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, vinculada ao Ministério das Minas e Energia.

Na fixação pela ANEEL do reajuste tarifário de 11,6%, foi preponderante a elevação dos custos não gerenciáveis que contribuíram com 8,67% do índice de reajuste, contra 2,93% dos custos gerenciáveis.

B. CANCELAMENTO DE AÇÕES

Foi aprovada pelo Conselho de Administração e ratificada em Assembléia Geral de Acionistas, o cancelamento de ações de emissão da Empresa, mantidas em tesouraria, no montante de R\$ 240.853, representadas por 1.563.250.930 ações preferenciais nominativas de classe “C” que foram objeto de resgate, conforme estabelecido na alínea b, do parágrafo 1º, do Artigo 6º do Estatuto Social, 322.885.878 ações ordinárias e 304.390.532 ações preferenciais adquiridas em função do exercício do direito de dissidência.

5.1 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

O racionamento de energia elétrica, que se extinguiu em 28 de fevereiro de 2002, e a instabilidade política interna, foram os fatores que mais impactaram o mercado nacional de energia no primeiro trimestre de 2002. Em consequência desses fatores, neste trimestre, a CPFL apresentou redução na quantidade física de energia vendida, da ordem de 15,66%, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Dentre as classes de consumo que apresentaram maiores reduções do volume total de energia faturada pela Empresa, em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, se destacam as classes residencial, rural e comercial, que apresentaram fortes quedas de respectivamente 23,67%, 25,84 e 18,80%, em função de seus engajamentos ao programa de racionamento, imposto pelo Governo Federal. A classe industrial, representando 44,09% do volume total faturado pela empresa, no primeiro trimestre de 2002, também apresentou forte redução, da ordem de 9,65%, em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, em função de suas metas de redução de 15%, 17,5%, 20% ou 25%, segundo o ramo de atividade exercido.

MWh FATURADOS (não revisado pelos auditores independentes)

<u>Classes de Consumo</u>	<u>1º Trimestre 2001</u>	<u>1º Trimestre 2002</u>	<u>Variação %</u>
Residencial	1.449.740	1.106.508	(23,67)
Industrial	2.083.080	1.882.052	(9,65)
Comercial	804.821	653.538	(18,80)
Rural	198.337	147.087	(25,84)
Outros (incluindo Consumo Próprio)	524.722	479.050	(8,70)
Total	5.060.700	4.268.235	(15,66)

Embora a quantidade física de energia fornecida pela Empresa no primeiro trimestre de 2002 apresente redução, a Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços obteve aumento da ordem de 34,2%, ou R\$ 207.021 mil, em relação ao mesmo trimestre de 2001, em função do reconhecimento da recomposição tarifária extraordinário e energia livre para recompor as perdas com o racionamento no montante líquido de R\$ 209.486 mil, e também pelo impacto do reajuste tarifário de 17,13% a partir de 08.04.2001.

Quanto ao Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos, foi registrada uma evolução de 10,15% no trimestre, equivalente a R\$ 43.773 mil, em relação ao mesmo período do ano anterior. Tal comportamento é justificado basicamente pela variação de 13,57%, ou R\$ 47.901 mil, na conta de Energia Comprada para Revenda, que apesar da redução de compra de 3,8%, em relação a março de 2001, foi onerada pelo reajuste das tarifa de suprimento da ordem de 24,8% e da energia livre a ser repassada aos geradores no montante de R\$ 22.607 mil. Em contrapartida, a despesa de Pessoal apresentou uma redução de 16,04%, ou R\$ 5.338 mil, em relação ao 1º trimestre de 2001.

O Resultado Financeiro Líquido negativo de R\$ 99.162 mil (montante negativo de R\$ 27.526 mil em março de 2001), foi consequência do aumento do endividamento da Empresa, principalmente as operações de “Floating Rate Notes” e debêntures, da variação dos principais indicadores que atualizam os ativos e passivos da Empresa e da amortização do ágio de investimento na controlada RGE, comparativamente ao primeiro trimestre de 2001.

Em decorrência das justificativas acima, a Empresa apurou neste 1º trimestre de 2001 um lucro de R\$ 24.113 mil, apresentando uma variação positiva de R\$ 76.937 mil, se comparado ao mesmo trimestre de 2001 (prejuízo de R\$ 52.824 mil).

A CPFL encerrou o 1º trimestre de 2002 atendendo a 2.917.373 clientes, o que representou um acréscimo da ordem de 5,35% em relação aos 2.769.138 clientes faturados em março de 2001. Com relação ao quadro de pessoal próprio da Empresa, houve uma redução empregados, de 3.002 em março de 2001, para 2.985, em março de 2002.

Em março de 2002, dentre os indicadores técnicos que avaliam a qualidade do serviço prestado pela Empresa ao cliente, se destacam o DEC – 5,96 (Duração Equivalente de Interrupção por Cliente/horas – anualizado), FEC – 5,61 (Frequência Equivalente de Interrupção por Cliente/índice – anualizado) e TMA – 54,43 (Tempo Médio de Atendimento Urbano/minutos), situados entre os melhores do setor elétrico nacional.

9.1 – PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

<u>Item</u>	<u>Razão Social da Controlada / Coligada / CNPJ</u>	<u>Classificação</u>	<u>% Participação no Capital da Investida</u>	<u>% Patrimônio Líquido da Investidora</u>	<u>Tipo de Empresa</u>	<u>Nº de Ações Detidas no Trimestre Atual (Mil)</u>	<u>Nº de Ações Detidas no Trimestre Anterior (Mil)</u>
01	Draft I Participações S.A. 02.429.143/0001-49	Fechada Controlada	100,00	19,83	Empresa Comercial, Industrial e Outras	10.010	10.010
02	Companhia Piratininga de Força e Luz 04.172.213/0001-51	Investida da Controlada/ Coligada	96,48	5,34	Empresa Comercial, Industrial e Outras	37.716.179	37.716.179
04	CPFL Overseas	Fechada Controlada	100,00	0,01	Empresa Comercial, Industrial e Outras	1.153	1.153
06	Rio Grande Energia S.A. 02.016.439/0001-38	Aberta Controlada	66,62	32,69	Empresa Comercial, Industrial e Outras	518.888	518.888

10.1 – CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

01	Item	01	02
02	Nº Ordem	1	1
03	Nº do Registro na CVM	CVM/SRE/DEB/2001/049	CVM/SRE/DEB/2001/050
04	Data do Registro na CVM	13.07.2001	13.07.2001
05	Série Emitida	1	2
06	Tipo de Emissão	Simple	Simple
07	Natureza da Emissão	Pública	Pública
08	Data da Emissão	01.06.2001	01.06.2001
09	Data de Vencimento	01.06.2008	01.06.2006
10	Espécie da Debênture	Sem Preferência	Sem Preferência
11	Condição de Remuneração Vigente	IGP-M + 11,5 % a.a.	Taxa DI + 0,6% a.a.
13	Valor Nominal (Reais)	10.000,00	10.000,00
14	Montante Emitido (Reais Mil)	440.000	450.000
15	Q. Títulos Emitidos (Unidade)	44.000	45.000
16	Título Circulação (Unidade)	44.000	30.142
20	Título a Colocar (Unidade)	-	14.858
22	Data do Próximo Evento	01.06.2002	01.06.2002

12.1 – COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Não se aplica à Companhia.

13.1 – PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Não se aplica à Companhia.

15.1 – PROJETOS DE INVESTIMENTO

No 1º trimestre de 2002, visando otimizar o atendimento e a qualidade da distribuição de energia a seus 2.917.373 clientes faturados, a empresa investiu R\$ 12.368 mil na manutenção da infra-estrutura existente.

16.1 – OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

Não se aplica à Companhia.

17.1 – RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL – COM RESSALVA

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL:

- (1) Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais (ITRs) da COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL compreendendo o balanço patrimonial de 31 de março de 2002, a demonstração do resultado para o trimestre findo naquela data, o relatório de desempenho e as informações relevantes, preparadas de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. As Informações Trimestrais da controlada Rio Grande Energia S.A. – RGE, relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2002, foram revisadas por outros auditores independentes cujo parecer foi emitido em 12 de abril de 2002, contendo ressalva quanto ao diferimento de variações cambiais passivas líquidas. Nossa revisão no que diz respeito ao valor do investimento nesta controlada, que representa 14,6% do patrimônio líquido da Companhia e o resultado negativo dele decorrente, no valor de R\$ 12.464 mil, está baseada exclusivamente nos relatórios daqueles auditores independentes.
- (2) Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, de: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas Contábil, Financeira e Operacional da Companhia quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e as operações da Companhia.
- (3) A Companhia e sua controlada Rio Grande Energia S.A. optaram pelo diferimento de variações cambiais passivas líquidas, de acordo com as Deliberações CVM nº 404/409. As práticas contábeis geralmente aceitas no Brasil requerem que os efeitos de flutuações nas taxas de câmbio sejam reconhecidos no resultado, no período em que ocorreram. Como consequência, o ativo diferido, o saldo de investimentos em controladas e o patrimônio líquido estão superavaliados em R\$ 12.384 mil, R\$ 35.364 mil e R\$ 47.748 mil, respectivamente, em 31 de março de 2002 e o resultado do trimestre findo naquela data está subavaliado em R\$ 6.241 mil, em função da amortização do diferimento, já considerados os efeitos fiscais correspondentes.
- (4) Baseados em nossa revisão especial e nos relatórios de outros auditores independentes, exceto pelos efeitos decorrentes do assunto comentado no parágrafo anterior, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais acima referidas para que as mesmas estejam de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária e normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais.
- (5) O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2001, apresentado para fins comparativos, foi por nós auditado e nosso parecer emitido em 25 de março de 2002 contave ressalva relacionada ao diferimento de variações cambiais passivas líquidas, conforme comentado no parágrafo (3) e incluiu um parágrafo de ênfase similar ao parágrafo (6) abaixo. A demonstração do resultado para o trimestre findo em 31 de março de 2001, apresentada para fins comparativos, foi objeto de uma revisão especial de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON – Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, e nosso relatório emitido em 9 de maio de 2001, não contave ressalvas.
- (6) Conforme comentado na Nota 2, a Companhia registrou em suas demonstrações contábeis em 31 de março de 2002, ativos e passivos relacionados à comercialização de energia livre, com base em dados preliminares fornecidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. As demais transações realizadas no âmbito do MAE durante o primeiro trimestre de 2002, foram registradas com base em estimativas preparadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia registrou contas a receber relacionadas à recomposição tarifária para o período de racionamento, bem como diferimento relativo à variação de valores da Parcela “A” (CVA) decorrentes da aplicação da Lei nº 10.438/02, Resolução 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e Resolução 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Esses valores serão realizados através de aumentos tarifários extraordinários, já aprovados por resoluções específicas da ANEEL e estão pendentes de revisão e homologação por parte desta Agência.

São Paulo, 10 de maio de 2002

ARTHUR ANDERSEN S/C – CRC 2SP000123/O-1
Maurício Pires de Andrade Resende
Sócio-Diretor Responsável
Contador – CRC IMG049699/S-9



18.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DA CONTROLADA/COLIGADA (Reais Mil)**Controlada/Coligada: DRAFT I PARTICIPAÇÕES S.A.**

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(29)	(29)	(329)	(329)
3.05	Resultado Bruto	(29)	(29)	(329)	(329)
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(11.679)	(11.679)	(51.156)	(51.156)
3.06.03	Financeiras	(10.602)	(10.602)	(22.183)	(22.183)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	5.593	5.593	15.559	15.559
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(16.195)	(16.195)	(37.742)	(37.742)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(1.077)	(1.077)	(28.973)	(28.973)
3.07	Resultado Operacional	(11.708)	(11.708)	(51.485)	(51.485)
3.09	Resultado antes Tributação/ Participações	(11.708)	(11.708)	(51.485)	(51.485)
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(11.708)	(11.708)	(51.485)	(51.485)
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	10.010	10.010	10.010	10.010
	Prejuízo por Ação	(1,16963)	(1,16963)	(5,14336)	(5,14336)

18.2 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA CONTROLADA/COLIGADA**Controlada/Coligada: DRAFT I PARTICIPAÇÕES S.A.**

O prejuízo de R\$ 11.708 mil, registrado no 1º trimestre de 2002, pode ser justificado basicamente pela amortização do ágio pago na aquisição dessa controlada, no montante de R\$ 11.710 mil.

18.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DA CONTROLADA/COLIGADA (Reais Mil)**Controlada/Coligada: COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ**

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	497.423	497.423	-	-
3.02	Deduções da Receita Bruta	(96.606)	(96.606)	-	-
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	400.817	400.817	-	-
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(376.773)	(376.773)	-	-
3.05	Resultado Bruto	24.044	24.044	-	-
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(22.415)	(22.415)	-	-
3.06.03	Financeiras	(16.177)	(16.177)	-	-
3.06.03.01	Receitas Financeiras	19.183	19.183	-	-
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(35.360)	(35.360)	-	-
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(6.238)	(6.238)	-	-
3.06.05.01	Saldo da Variação Monetária Cambial	(6.238)	(6.238)	-	-
3.07	Resultado Operacional	1.629	1.629	-	-
3.08	Resultado não Operacional	413	413	-	-
3.08.01	Receitas	518	518	-	-
3.08.02	Despesas	(105)	(105)	-	-
3.09	Resultado antes Tributação/ Participações	2.042	2.042	-	-
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(3.159)	(3.159)	-	-
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(1.117)	(1.117)	-	-
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	39.091.835	39.091.835	-	-
	Prejuízo por Ação	(0,00003)	(0,00003)	-	-

18.2 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA CONTROLADA/COLIGADA**Controlada/Coligada: COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ**

A Companhia Piratininga de Força e Luz é uma companhia aberta e, por consequência arquiva junto à Comissão de Valores Mobiliários – CVM suas Informações Trimestrais – ITR. Desta forma, a CPFL deixa de apresentar os comentários sobre o desempenho desta controlada indireta.

18.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DA CONTROLADA/COLIGADA (Reais Mil)**Controlada/Coligada: CPFL OVERSEAS**

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	-	-	(41)	(41)
3.06.02	Gerais e Administrativas	1	1	-	-
3.06.03	Financeiras	(1)	(1)	-	-
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(1)	(1)	-	-
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	-	-	(41)	(41)
3.07	Resultado Operacional	-	-	(41)	(41)
3.09	Resultado antes Tributação/ Participações	-	-	(41)	(41)
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	-	-	(41)	(41)
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	1.153	1.153	1.153	1.153
	Prejuízo por Ação	-	-	(0,03556)	(0,03556)

18.2 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA CONTROLADA/COLIGADA**Controlada/Coligada: CPFL OVERSEAS**

A CPFL Overseas é uma empresa não operacional, criada com o propósito de se tornar futuro veículo para captação de recursos no exterior e/ou aquisições de participações societárias. Até a data de apresentação destas Informações Trimestrais, não ocorreu nenhuma operação que permita elaborar um comentário de desempenho.

18.1 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DA CONTROLADA/COLIGADA (Reais Mil)**Controlada/Coligada: RIO GRANDE ENERGIA S.A.**

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2002</u> <u>a 31.03.2002</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>	<u>01.01.2001</u> <u>a 31.03.2001</u>
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	267.040	267.040	236.852	236.852
3.02	Deduções da Receita Bruta	(65.228)	(65.228)	(59.342)	(59.342)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	201.812	201.812	177.510	177.510
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(144.877)	(144.877)	(142.700)	(142.700)
3.05	Resultado Bruto	56.935	56.935	34.810	34.810
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(78.912)	(78.912)	(97.968)	(97.968)
3.06.01	Com Vendas	(7.795)	(7.795)	(6.772)	(6.772)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(9.772)	(9.772)	(10.074)	(10.074)
3.06.02.04	Diversas	(9.772)	(9.772)	(10.074)	(10.074)
3.06.03	Financeiras	(17.529)	(17.529)	(13.621)	(13.621)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	5.733	5.733	3.521	3.521
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(23.262)	(23.262)	(17.142)	(17.142)
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	(28.007)	(28.007)	(28.007)	(28.007)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(15.809)	(15.809)	(39.494)	(39.494)
3.07	Resultado Operacional	(21.977)	(21.977)	(63.158)	(63.158)
3.08	Resultado não Operacional	614	614	(114)	(114)
3.08.01	Receitas	686	686	817	817
3.08.02	Despesas	(72)	(72)	(931)	(931)
3.09	Resultado antes Tributação/ Participações	(21.363)	(21.363)	(63.272)	(63.272)
3.11	IR Diferido	2.736	2.736	8.345	8.345
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(18.627)	(18.627)	(54.927)	(54.927)
	Número Ações, Ex-Tesouraria (Mil)	774.981	774.981	774.981	774.981
	Prejuízo por Ação	(0,02404)	(0,02404)	(0,07088)	(0,07088)

18.2 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA CONTROLADA/COLIGADA**Controlada/Coligada: RIO GRANDE ENERGIA S.A.**

A Empresa Rio Grande Energia S.A. é uma companhia aberta e, por consequência arquiva junto à Comissão de Valores Mobiliários – CVM suas Informações Trimestrais – ITR. Dessa forma, a CPFL deixa de apresentar os comentários sobre o desempenho desta controlada em conjunto.

5. ANEXOS

- ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA
- FORMULÁRIO DE INFORMAÇÕES ANUAIS – IAN DA COMPANHIA
- ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO PARA APROVAR A 8ª EMISSÃO REALIZADA EM 28.01.2002
- ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO PARA APROVAR A 8ª EMISSÃO REALIZADA EM 08.04.2002
- CONTRATO MERCANTIL DE COMPRA E VENDA A TERMO DE ENERGIA ELÉTRICA – 8ª EMISSÃO
- INSTRUMENTO PARTICULAR PARA CONSTITUIÇÃO DE PENHOR SOBRE DIREITOS CREDITÓRIOS
- CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA ENTRE A COMPANHIA E A CPFL
- SÚMULA DA ANÁLISE DA STANDARD & POOR'S
- SÚMULA DA ANÁLISE DA SR RATING

ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA



ESTATUTO SOCIAL

Capítulo I Da denominação, sede, objeto e duração da sociedade

Artigo 1º) A CESP - Companhia Energética de São Paulo reger-se-á pelo presente Estatuto e pela legislação aplicável.

Artigo 2º) Constitui objeto da sociedade:

I) estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção, transformação, transporte e armazenamento, distribuição e comércio de energia, principalmente a elétrica, resultante do aproveitamento de rios e outras fontes, mormente as renováveis;

II) estudo, planejamento, projeto, construção e operação de barragens de acumulação e outros empreendimentos, destinados ao aproveitamento múltiplo das águas;

III) participação nos empreendimentos que tenham por finalidade a indústria e o comércio de energia, principalmente a elétrica, bem como a prestação de serviços que, direta ou indiretamente, se relacione com esse objeto;

IV) estudo, projeto, execução de planos e programas de pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia, principalmente as renováveis, diretamente ou em cooperação com outras entidades;

V) estudo, elaboração, execução de planos e programas de desenvolvimento econômico em regiões de interesse da sociedade, seja diretamente ou em colaboração com outros órgãos estatais ou particulares, bem como o fornecimento de informações e assistência para auxílio da iniciativa privada ou estatal, que visem a implantação de atividades econômicas, culturais, assistenciais e sociais naquelas regiões, para o cumprimento de sua função social em benefício da comunidade;

VI) estudo, projeto, execução de florestamento e reflorestamento de árvores, comercialização e industrialização de árvores, de madeiras e subprodutos decorrentes dessas atividades;

VII) pesquisa, lavra, exploração e aproveitamento de recursos minerais, principalmente energéticos;

VIII) participação em outras sociedades, como sócia, acionista ou quotista.

Artigo 3º) A sociedade, com duração por tempo indeterminado, sede e foro na Capital do Estado de São Paulo, poderá abrir e extinguir filiais, sucursais, agências, escritórios ou representações em quaisquer pontos do território nacional, a critério da Diretoria, e no exterior, por proposta da Diretoria e deliberação do Conselho de Administração.

Capítulo II Do capital social, das ações e dos acionistas

Artigo 4º) O capital social autorizado é representado por 101.653.774.620 (cento e um bilhões, seiscentos e cinquenta e três milhões, setecentas e setenta e quatro mil, seiscentas e vinte) ações, sendo 52.663.112.580 (cinquenta e dois bilhões, seiscentos e sessenta e três milhões, cento e doze mil, quinhentas e oitenta) ações ordinárias e 48.990.662.040 (quarenta e oito bilhões, novecentos e noventa milhões, seiscentas e sessenta e duas mil e quarenta) ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo 1º) O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 2.655.433.454,45, (dois bilhões, seiscentos e cinquenta e cinco milhões, quatrocentos e trinta e três mil, quatrocentos e cinquenta e quatro reais e quarenta e cinco centavos) dividido em 93.698.261.790 (noventa e três bilhões, seiscentos e noventa e oito milhões, duzentas e sessenta e uma mil, setecentas e noventa) ações, sendo 48.541.651.560 (quarenta e oito bilhões, quinhentos e quarenta e um milhões, seiscentas e cinquenta e uma mil, quinhentas e sessenta) ordinárias e 45.156.610.230 (quarenta e cinco bilhões, cento e cinquenta e seis milhões, seiscentas e dez mil, duzentas e trinta) preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo 2º) A sociedade, mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, está autorizada a aumentar o capital social até o limite referido no "caput" deste artigo, emitindo as ações correspondentes a cada espécie, respeitada a proporção das ações existentes.

Parágrafo 3º): Na emissão de ações, dentro do limite do capital autorizado, será fixado:

- a) quantidade, espécies e classe de ações.
- b) preço da emissão.

c) demais condições de subscrição e integralização em virtude de exigências da Lei nº 6.404, de 15/12/76.

Parágrafo 4º) O disposto no parágrafo 2º deste artigo não se aplica na hipótese de aumento de capital mediante integralização de bens, que dependerá de aprovação de Assembléia Geral, nos termos da Lei nº 6.404, de 15/12/76.

Parágrafo 5º) A sociedade também poderá emitir bônus de subscrição, observado o limite do capital autorizado, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Parágrafo 6º) Os acionistas que deixarem de realizar as integralizações nas condições fixadas ficarão de pleno direito constituídos em mora e sujeitos ao pagamento de juros de 1% (um por cento) ao mês, correção monetária, segundo índice a ser definido pelo Conselho de Administração, e multa de 10% (dez por cento), calculados sobre os valores em atraso, sem prejuízo das demais providências legais cabíveis.

Parágrafo 7º) Por deliberação do Conselho de Administração, a sociedade poderá adquirir ações de sua própria emissão para fins de cancelamento ou manutenção em tesouraria, determinar sua revenda ou recolocação no mercado, observadas as normas legais e demais disposições aplicáveis, inclusive aquelas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

Artigo 5º) As ações preferenciais terão as seguintes características:

I) a prioridade de reembolso no capital, sem direito a prêmio no caso de liquidação da sociedade;

II) dividendo prioritário, não cumulativo, de 10% (dez por cento) ao ano;

III) direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, e um do Conselho Consultivo, escolhidos pelos titulares das ações, em votação em separado;

IV) direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes de correção monetária e da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias;

V) não terão direito a voto e serão irredimíveis.

Artigo 6º) Cada ação ordinária nominativa terá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembléias Gerais.

Artigo 7º) Os acionistas, observadas as disposições legais, poderão:

I) converter ações da espécie ordinária em preferencial ou vice-versa, desde que integralizadas. As conversões serão realizadas em épocas a serem determinadas pela Diretoria, em períodos não inferiores a 15 (quinze) dias consecutivos, obedecidas as seguintes condições:

a) os acionistas deverão, para a utilização do benefício, ter gozado de todos os direitos referentes às ações possuídas e apresentar, no ato da conversão, os documentos de identidade;

b) em cada período de conversão de espécies, o acionista poderá formular pedidos de conversão de até 3% (três por cento) do capital social e o montante dos pedidos formulados não poderá exceder a 5% (cinco por cento) do capital social.

II) a companhia poderá autorizar a instituição depositária encarregada do registro das ações escriturais a cobrar do acionista, observados os limites fixados pela Comissão de Valores Mobiliários, o custo do serviço de transferência da propriedade das ações escriturais.

Artigo 8º) Em caso de aumento de capital social, aos acionistas se confere o direito de preferência para subscrição das ações correspondentes ao aumento, na proporção do número das ações possuídas, observado o disposto no Artigo 171 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo Único - O disposto neste artigo não se aplica aos casos de aumento de capital efetuados para cumprir os Artigos 3º e 4º do Decreto-Lei nº 1.497, de 20/12/76, e Artigo 6º da Lei nº 4.364, de 22/07/64, na redação dada pelo Artigo 2º da Lei nº 5.875, de 11/05/73, Artigo 18 da Lei nº 4.156, de 28/11/62, na redação dada pela Lei nº 4.676, de 16/06/65, bem como nos casos de aumento de capital dentro do limite autorizado, segundo as hipóteses previstas nos incisos I e II do Artigo 172 da Lei nº 6.404, de 15/12/76.

Capítulo III Dos órgãos da sociedade

Artigo 9º) São órgãos da sociedade:

- I. a Assembléia Geral;
- II. o Conselho de Administração;
- III. a Diretoria;
- IV. o Conselho Técnico Operacional;
- V. o Conselho Consultivo;
- VI. o Conselho Fiscal.

Seção I - Da Assembléia Geral

Artigo 10) A Assembléia Geral reunir-se-á ordinariamente até o dia 30 de abril de cada ano, na forma da lei, a fim de:

- a) tomar as contas dos administradores relativas ao último exercício social;
- b) examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- c) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- d) eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes;
- e) eleger, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração;
- f) fixar os honorários dos membros do Conselho Fiscal, Conselho de Administração e da Diretoria.

Artigo 11) A Assembléia Geral realizar-se-á extraordinariamente sempre que convocada pelo Conselho de Administração, pelo Conselho Fiscal, ou pelos acionistas, na forma da lei.

Parágrafo único - Dentro do limite do capital autorizado, a Assembléia Geral pode aprovar a outorga de opção de compra de ações, na forma da Lei nº 6.404, de 15/12/76.

Artigo 12) As Assembléias Gerais serão presididas pelo Presidente do Conselho de Administração, ou pelo seu substituto, que escolherá o Secretário.

Seção II - Do Conselho de Administração

Artigo 13) O Conselho de Administração será constituído de 16 (dezesseis) membros, todos acionistas, eleitos pela Assembléia Geral.

Parágrafo 1º) O Conselho de Administração terá um Presidente e um Vice-Presidente, eleitos por este.

Parágrafo 2º) Os honorários e demais vantagens dos membros do Conselho de Administração serão fixados pela Assembléia Geral.

Parágrafo 3º) Os membros do Conselho de Administração, ao início e término do mandato, apresentarão obrigatoriamente declaração de bens, registrada em livro próprio.

Artigo 14) O mandato dos membros do Conselho de Administração será de 3 (três) anos, admitida a reeleição.

Parágrafo Único - Terminado o prazo do mandato, os membros do Conselho de Administração permanecerão nos cargos até a posse dos sucessores.

Artigo 15) Os membros do Conselho de Administração serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas do Conselho de Administração.

Artigo 16) Ocorrendo vaga, por qualquer motivo, no Conselho de Administração, o Presidente do Conselho poderá preenchê-la "ad referendum" da Assembléia Geral, exercendo o substituto o mandato pelo prazo restante.

Parágrafo 1º) O Presidente do Conselho de Administração será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente, ou, na falta deste, por outro Conselheiro por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais membros do Conselho.

Parágrafo 2º) No caso de vaga do cargo de Presidente do Conselho, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Conselho escolha seu novo titular, exercendo o substituto o mandato pelo prazo restante.

Artigo 17) Compete ao Conselho de Administração:

I) fixar a orientação geral dos negócios da sociedade;

II) eleger e destituir a Diretoria da sociedade, fixando as atribuições dos seus membros;

III) eleger o Conselho Consultivo, fixando-lhes as atribuições;

IV) fiscalizar a gestão da Diretoria, examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da sociedade, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração, e praticar quaisquer outros atos necessários ao exercício de suas funções;

V) convocar a Assembléia Geral nos casos previstos em lei ou quando julgado conveniente;

VI) manifestar-se sobre o relatório da Administração e as contas da Diretoria;

VII) deliberar sobre as recomendações da Diretoria quanto à aquisição, alienação ou oneração de bens, móveis ou imóveis, pertencentes ao patrimônio da sociedade, captação de recursos mediante emissão de Notas Promissórias, Certificados a Termo de Energia Elétrica, constituição de ônus reais e a prestação de garantias em operações de interesse da sociedade, quando a operação ultrapassar a 2% (dois por cento) do capital social atualizado pelos índices da correção monetária até o último dia do mês anterior;

VIII) aprovar, por proposta da Diretoria, os planos e os orçamentos anuais e plurianuais econômico-financeiros e de execução de obras;

IX) escolher e destituir auditores independentes;

X) deliberar sobre os assuntos que lhe forem submetidos pela Diretoria;

XI) submeter à Assembléia Geral proposta de reforma de Estatuto Social e de aumento de capital além do limite autorizado;

XII) deliberar sobre aumento de capital, emissão, compra e cancelamento de ações, em conformidade com os parágrafos 2º, 5º, 6º e 7º do Artigo 4º deste Estatuto.

Artigo 18) O Conselho de Administração reunir-se-á quando convocado pelo Presidente ou por solicitação da maioria dos seus membros.

Parágrafo Único - O Conselho de Administração reunir-se-á com a presença da maioria dos seus membros e deliberará pelo voto da maioria dos presentes, tendo o Presidente, além do voto próprio, o de qualidade.

Seção III - Da Diretoria

Artigo 19) A Diretoria compor-se-á de até 7 (sete) membros, sendo 1 (um) Presidente e os demais Diretores, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com as atribuições por este fixadas.

Parágrafo Único - Os honorários e demais vantagens dos membros da Diretoria serão fixados pela Assembléia Geral.

Artigo 20) O mandato dos membros da Diretoria será de 3 (três) anos, admitida a reeleição.

Parágrafo Único - Terminado o prazo do mandato, os membros da Diretoria permanecerão nos cargos até a posse dos sucessores.

Artigo 21) Os membros da Diretoria serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas das reuniões da Diretoria, devendo cada membro, antes de entrar em exercício, apresentar por escrito, ao início e ao término da gestão, declaração de bens pessoais, registrada em livro próprio.

Artigo 22) Ocorrendo vaga na Diretoria, a qualquer título, excetuada a de Presidente da sociedade, será por este indicado, "ad referendum" do Conselho de Administração, o substituto, que exercerá o mandato pelo tempo restante do substituído.

Artigo 23) Compete à Diretoria:

- I) praticar todos os atos necessários ao funcionamento regular da sociedade;
- II) aprovar o regimento interno e os regulamentos da sociedade;
- III) propor ao Conselho de Administração as diretrizes fundamentais da Administração, que devam por este ser apreciadas;
- IV) submeter ao Conselho de Administração proposta de aumento do capital e de reforma do estatuto social;
- V) recomendar ao Conselho de Administração a aquisição, alienação ou oneração de bens móveis ou imóveis, pertencentes ao patrimônio da sociedade, captação de recursos mediante emissão de Notas Promissórias, Certificados a Termo de Energia Elétrica, constituição de ônus reais e a prestação de garantias em operações de interesse da sociedade, quando a operação ultrapassar a 2% (dois por cento) do capital social atualizado pelos índices da correção monetária até o último dia do mês anterior, e deliberar quando a operação for inferior a esse limite;
- VI) apresentar ao Conselho de Administração os planos e orçamentos anuais e plurianuais econômico-financeiros e de execução de obras.

Artigo 24) A Diretoria reunir-se-á por convocação do Presidente da sociedade, com a presença da maioria de seus membros.

Parágrafo 1º) As decisões da Diretoria tomar-se-ão por maioria de votos dos membros presentes, tendo o Presidente da sociedade, além do voto pessoal, o de qualidade.

Parágrafo 2º) Caberá a qualquer membro da Diretoria, ressalvadas as competências legais e estatutárias, a representação judicial e extrajudicial da sociedade.

Parágrafo 3º) Os documentos que envolvam responsabilidade financeira da sociedade ou exonerem terceiros de responsabilidade conterão a assinatura de 2 (dois) membros da Diretoria, de 1 (um) membro e de 1 (um) procurador, ou de 2 (dois) procuradores com poderes especiais, nos limites e condições estabelecidos pela Diretoria.

Parágrafo 4º) Poderá a Diretoria constituir também um ou mais procuradores, "ad judícia", ou para o fim especial de: endossar cheques para depósito em conta-corrente bancária da sociedade; emitir ordens de pagamento, nos limites e condições estabelecidos pela Diretoria; assinar contratos de trabalho e receber, em nome da sociedade, citações, notificações e intimações.

Artigo 25) Compete a qualquer membro da Diretoria, além de exercer os poderes conferidos pelo presente Estatuto, as atribuições que lhes serão fixadas pelo Conselho de Administração.

Artigo 26) Compete ao Presidente da sociedade:

- I) superintender todos os negócios e a política geral da sociedade;
- II) convocar e presidir os trabalhos da Diretoria;
- III) convocar e presidir as reuniões do Conselho Técnico Operacional e do Conselho Consultivo, devendo representá-los perante o Conselho de Administração;
- IV) conceder licença aos membros da Diretoria e indicar-lhes substitutos, na forma do Artigo 22;
- V) criar e extinguir cargos ou funções, fixando-lhes a remuneração.

Artigo 27) - Compete ao Diretor Financeiro substituir o Presidente em seus impedimentos temporários e licenças.

Seção IV - Do Conselho Técnico Operacional

Artigo 28) O Conselho Técnico Operacional constituir-se-á da Diretoria, dos Presidentes ou Vice-Presidentes das subsidiárias, controladas e coligadas.

Parágrafo Único - A participação no Conselho Técnico Operacional será sem ônus para a sociedade.

Artigo 29) O Conselho Técnico Operacional reunir-se-á sempre que o Presidente da sociedade convocar.

Artigo 30) O Conselho Técnico Operacional constitui o instrumento formal de veiculação e debates das políticas e diretrizes da sociedade.

Seção V - Do Conselho Consultivo

Artigo 31) O Conselho Consultivo constituir-se-á de membros escolhidos anualmente pelo Conselho de Administração, a seu exclusivo critério, dentre representantes indicados pelas entidades com as quais a sociedade mantém convênio para pesquisa e estudo de assuntos relacionados com seu objeto social.

Parágrafo 1º) O número de membros, as atribuições e os honorários do Conselho Consultivo serão fixados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo 2º) O Conselho Consultivo será presidido pelo Presidente da sociedade e reunir-se-á sempre que este o convocar.

Seção VI - Do Conselho Fiscal

Artigo 32) O Conselho Fiscal, obedecidas as disposições legais, compor-se-á de 5 (cinco) membros efetivos e 5 (cinco) suplentes, com mandato de 1 (um) ano, eleitos pela Assembléia Geral Ordinária, permitida a reeleição.

Parágrafo 1º) Os honorários dos membros do Conselho Fiscal fixar-se-ão pela Assembléia Geral Ordinária.

Parágrafo 2º) Os membros do Conselho Fiscal deverão, ao início e término do mandato, apresentar declaração de bens, que será registrada em livro próprio.

Parágrafo 3º) Um dos membros do Conselho Fiscal e respectivo suplente serão eleitos pelos titulares das ações ordinárias minoritárias e outro pelos titulares de ações preferenciais.

Artigo 33) Na hipótese de vacância ou impedimento de membro efetivo, convocar-se-á o respectivo suplente.

Artigo 34) As atribuições do Conselho Fiscal são as fixadas em lei, e seu funcionamento será permanente.

Capítulo IV Do exercício social

Artigo 35) O exercício social terá início em 1º de janeiro e terminará no dia 31 de dezembro de cada ano. A 30 de junho e no encerramento do exercício levantar-se-á o balanço patrimonial da sociedade e serão elaboradas as demonstrações de lucros e prejuízos acumulados, resultado do exercício e origens e aplicação dos recursos.

Parágrafo 1º) A distribuição dos resultados apurados em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano far-se-á semestralmente.

Parágrafo 2º) Caberá à Assembléia Geral deliberar, até 31 de outubro de cada ano, sobre a distribuição de dividendos baseados nos lucros apurados no balanço semestral de 30 de junho.

Parágrafo 3º) Antes da distribuição dos dividendos serão deduzidos 5% (cinco por cento) para constituição da reserva legal, até o limite de 20% (vinte por cento) do capital social.

Artigo 36) Os juros sobre investimentos realizados com capital próprio, contados na forma dos parágrafos 2º e 4º do Artigo 159 do Decreto Federal nº 41.019, de 26/02/57, com a complementação introduzida pelo Decreto nº 54.938, de 04/11/64, serão acrescidos ao custo das obras e anualmente transferidos para conta especial de reserva e posterior transformação em capital, na forma do Artigo 38.

Artigo 37) Após a dedução para a reserva legal e aquela prevista no artigo anterior, os lucros líquidos distribuir-se-ão na seguinte ordem:

I) dividendo de 10% (dez por cento) ao ano às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio em reais a esta espécie de ações;

II) dividendos até 10% (dez por cento) ao ano às ações ordinárias, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio em reais a esta espécie de ações;

III) até 20% (vinte por cento) do saldo à disposição da Assembléia, para reinversão na expansão das atividades previstas no Artigo 2º, até o limite de 10% (dez por cento) do capital social;

IV) distribuição do saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, em igualdade de condições.

Parágrafo 1º) Os dividendos serão calculados com base no capital integralizado.

Parágrafo 2º) O pagamento de juros a título de remuneração de capital próprio poderá ser deduzido do montante de dividendos a pagar.

Artigo 38) A capitalização de lucros em suspenso, reservas, correção monetária de qualquer modalidade ou, ainda, a capitalização de fundos de qualquer natureza beneficiará o capital subscrito, com ou sem modificações do número de ações.

Capítulo V Da dissolução

Artigo 39) A sociedade se dissolverá nos casos previstos em lei, competindo à Assembléia Geral determinar o modo de liquidação, nomear o liquidante e eleger o Conselho Fiscal que deva funcionar durante o período de liquidação.

Capítulo VI Das disposições gerais

Artigo 40) A sociedade contribuirá para um fundo de Assistência Social aos seus empregados, mediante subvenção anual fixada pela Assembléia Geral Ordinária, por proposta da Diretoria.

Parágrafo Único - a aplicação do fundo a que se refere este artigo ficará a cargo da Fundação CESP.

Artigo 41) A sociedade será regulada pelo presente Estatuto e, para todos os fins e efeitos de direito, observará e adotará, no que lhe for aplicável, as disposições da legislação do Estado de São Paulo, relativa às entidades por ele controladas.

Artigo 42) A sociedade terá, na sua direção, um representante dos seus empregados.

Artigo 43) O representante, empregado da empresa, será indicado ao órgão competente por um Conselho de Representantes eleito pelos empregados.

Parágrafo 1º) O Conselho de Representantes será integrado exclusivamente por empregados da sociedade.

Parágrafo 2º) A composição e as atribuições do Conselho de Representantes serão definidas em regulamento próprio.

O presente Estatuto Social, originariamente aprovado na AGE de 27/10/1977 (Ata arquivada na JUCESP sob nº 695.553/77 em reunião de 08/11/1977) foi consolidado através da AGE de 16/09/1994 (Ata arquivada na JUCESP sob nº 143.095/94-8 em reunião de 27/09/1994).

Alterações:

AGE	de 29/12/1994,	arquivada na JUCESP sob nº	6.105/95-6,	11/01/1995.
AGOE	de 28/04/1995,	arquivada na JUCESP sob nº	83.245/95-9,	26/05/1995.
AGOE	de 26/04/1996,	arquivada na JUCESP sob nº	70.159/96-8,	15/05/1996.
AGOE	de 25/04/1997,	arquivada na JUCESP sob nº	74.936/97-9,	26/05/1997.
AGE	de 10/12/1997,	arquivada na JUCESP sob nº	208.082/97-9,	26/12/1997.
AGOE	de 28/04/1998,	arquivada na JUCESP sob nº	71.372/98-2,	19/05/1998.
AGE	de 23/07/1998,	arquivada na JUCESP sob nº	118.440/98-6,	04/08/1998.
AGE	de 26/03/1999,	arquivada na JUCESP sob nº	101.241/99-9	24/04/1999.

FORMULÁRIO DE INFORMAÇÕES ANUAIS – IAN DA COMPANHIA





O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES, RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 00257-7	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CESP – CIA. ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	3 - CNPJ 60.933.603/0001-78
4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL CESP – CIA. ENERGÉTICA DE SÃO PAULO		5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR CESP – CENTRAIS ELÉTRICAS DE SÃO PAULO S.A.
6 - NIRE 35300011996		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) ALAMEDA MINISTRO ROCHA AZEVEDO Nº 25						2 - BAIRRO OU DISTRITO CERQUEIRA CÉSAR	
3 - CEP 01410-900			4 - MUNICÍPIO SÃO PAULO				5 - UF SP
6 - DDD 11	7 - TELEFONE 252-3611	8 - TELEFONE -	9 - TELEFONE -	10 - TELEX -	11 - DDD 11	12 - FAX 3262-5545	13 - FAX -
14 - FAX -							
15 - E-MAIL inform@cesp.com.br							

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

1 - NOME VALMIR ALVES GOMES						2 - CARGO GERENTE DIV. DE RELAÇÕES C/ MERCADO	
3 - ENDEREÇO COMPLETO ALAMEDA MINISTRO ROCHA AZEVEDO Nº 25 – 13º ANDAR				4 - BAIRRO OU DISTRITO CERQUEIRA CÉSAR		5 - CEP 01410-900	
6 - MUNICÍPIO SÃO PAULO		7 - UF SP	8 - DDD 11	9 - TELEFONE 252-3680	10 - TELEFONE 252-3682	11 - TELEFONE -	12 - TELEX -
13 - DDD 11	14 - FAX 3266-8785	15 - FAX -	16 - FAX -	17 - E-MAIL valmir.gomes@cec.cesp.com.br			

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

18 - ITEM	19 - MUNICÍPIO	20 - UF	21 - DDD	22 - TELEFONE	23 - TELEFONE	18 - ITEM	19 - MUNICÍPIO	20 - UF	21 - DDD	22 - TELEFONE	23 - TELEFONE
01	SÃO PAULO	SP	11	3188-5914	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME VICENTE KAZUHIRO OKAZAKI						2 - ENDEREÇO COMPLETO (LOGRADOURO, Nº E COMPLEMENTO) ALAMEDA MINISTRO ROCHA AZEVEDO Nº 25 – 14º ANDAR	
3 - BAIRRO OU DISTRITO CERQUEIRA CÉSAR			4 - CEP 01410-900	5 - MUNICÍPIO SÃO PAULO		6 - UF SP	
7 - DDD 11	8 - TELEFONE 252-3415	9 - TELEFONE 252-3489	10 - TELEFONE 3266-5757	11 - TELEX -	12 - DDD 11	13 - FAX 3285-1377	
14 - FAX -	15 - FAX -	16 - E-MAIL vicente.okazaki@cec.cesp.com.br					

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 01/01/2001		2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 31/12/2001		3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 01/01/2002	
4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 31/12/2002		5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR ARTHUR ANDERSEN S/C		6 - CÓDIGO CVM 00283-6	
7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO MAURÍCIO PIRES DE ANDRADE RESENDE				8 - CPF DO RESPONSÁVEL TÉCNICO 603.835.426-34	

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO <input type="checkbox"/> [1] BVBAAL <input type="checkbox"/> [2] BVES <input type="checkbox"/> [3] BVMESB <input type="checkbox"/> [4] BVPP <input type="checkbox"/> [5] BVPR <input type="checkbox"/> [6] BVRG <input type="checkbox"/> [7] BVRJ <input checked="" type="checkbox"/> [8] BVSP <input type="checkbox"/> [9] BVST						2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO BOLSA	
3 - TIPO DE SITUAÇÃO OPERACIONAL		4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE 1990200 - SERVIÇOS DE ELETRICIDADE			5 - ATIVIDADE PRINCIPAL GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO ESTATAL					
2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA. <input checked="" type="checkbox"/> [1] AÇÕES <input type="checkbox"/> [2] AÇÕES RESGATÁVEIS <input checked="" type="checkbox"/> [3] DEBÊNTURES SIMPLES <input type="checkbox"/> [4] DEBÊNTURES CONVERSÍVEIS EM AÇÕES <input type="checkbox"/> [5] PARTES BENEFICIÁRIAS <input type="checkbox"/> [6] BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO					

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - AVISO AOS ACIONISTAS SOBRE DISPONIBILIDADE DAS DFs. 15/03/2002		2 - ATA DA AGO QUE APROVOU AS DFs. 29/04/2002	
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFs. 08/04/2002		4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 15/03/2002	

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM 01	2 - TÍTULO DO JORNAL GAZETA MERCANTIL	3 - UF SP	1 - ITEM 02	2 - TÍTULO DO JORNAL DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO SP	3 - UF SP
----------------	--	--------------	----------------	---	--------------

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM O MERCADO

1 - DATA 27/05/2002	2 - ASSINATURA
------------------------	----------------

2.1 – COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

<u>Item</u>	<u>Nome do Administrador / CPF</u>	<u>Data da Eleição</u>	<u>Prazo do Mandato</u>	<u>Código Tipo do Administrador *</u>	<u>Função</u>
01	Mauro Guilherme Jardim Arce 107.894.648-53	29/04/2002	3 anos	2	Presidente
02	Ruy Martins Altenfelder Silva 028.677.108-04	29/04/2002	3 anos	2	Vice-Presidente
03	Carlos Pedro Jens 003.300.198-72	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
04	Nereu Ramos Neto 023.703.367-49	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
05	Fernando Carvalho Braga 538.987.458-72	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
06	Fernando José Tenório Acosta 953.603.608-87	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
07	Gustavo de Sá e Silva 003.325.008-10	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
08	Miguel João Jorge Filho 024.842.858-68	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
09	Lucia Maria Dal Medico 518.720.648-68	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
10	Luiz de Freitas Bueno 005.065.408-04	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
11	Gustavo Adolfo Funcia Murgel 074.259.248-03	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
12	Miguel Carlos Fontoura da Silva Kozma 007.192.428-00	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
13	Nelson Vieira Barreira 006.760.638-53	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
14	Norberto de Franco Medeiros 005.463.997-20	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
15	Sílvio Aleixo 711.695.478-34	29/04/2002	3 anos	2	Conselheiro
17	Guilherme Augusto Cirne de Toledo 450.145.238-20	29/04/2002	3 anos	1	Presidente
18	Vicente Kazuhiro Okazaki 107.245.408-49	29/04/2002	3 anos	1	Diretor-Administrativo
19	Reinaldo José Rodriguez de Campos 003.300.198-72	29/04/2002	3 anos	1	Diretor-Financ. e de Rel. com Invest.
20	Iramir Barba Pacheco 511.914.748-87	29/04/2002	3 anos	1	Diretor de Planej., Eng. e Construção
21	Sílvio Roberto Areco Gomes 045.378.158-68	29/04/2002	3 anos	1	Diretor de Geração e Transmissão
22	Daniel Antonio Salati Marcondes 149.980.178-53	29/04/2002	3 anos	1	Diretor de Meio Ambiente

* Código: 1 – Pertence Apenas à Diretoria;
2 – Pertence Apenas ao Conselho de Administração;
3 – Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração.

2.2 – EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL E FORMAÇÃO ACADÊMICA DE CADA CONSELHEIRO E DIRETOR

PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

MAURO GUILHERME JARDIM ARCE

Engenheiro Eletricista, formado pela Escola de Engenharia da Universidade Mackenzie (1964). Pós-graduação em Engenharia de Sistema Elétricos pela PUC – RJ (1968) e mestrado em “Power Engineering” pela Rensselaer Polytechnic Institute-Troy-NY-USA (1969). Iniciou suas atividades profissionais em 1964 nas Indústrias Villares S.A. como engenheiro, passando em 1967 para a CESP como Engenheiro Assistente, galgando postos como chefe de Seção e Setor, Gerente de Departamento e, em 1983, Assistente de Diretoria. Foi Diretor de Geração e Transmissão de 1995 a 1998. Em 1998 assumiu a Secretaria de Estado de Energia de SP e a partir de janeiro de 2002 passou a responder também pela Secretaria de Recursos Hídricos, Saneamento e Obras do Estado de São Paulo. Presidente do Conselho de Administração da CESP, CTEEP, EMAE e SABESP e do PED – Programa Estadual de Desestatização. Membro do Conselho de Administração da ELETROPAULO Metropolitana, do CNPE – Conselho Nacional de Política Energética e da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE.

VICE-PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

RUY MARTINS ALTENFELDER SILVA

Formado em Direito pela Universidade Católica de São Paulo, em 1962. Em 1972 concluiu curso intensivo de Administradores de Empresas na Fundação Getúlio Vargas. Atuou como jornalista especializado em Direito (1957/1976). Há três anos comanda semanalmente o programa “Diálogo Nacional”. Secretário de Estado de Estado da Ciência, Tecnologia e Desenvolvimento Econômico e Turismo do Estado de São Paulo. Membro do Conselho Diretor do PED – Programa Estadual de Desestatização do Estado de São Paulo. Vice-Presidente dos Conselhos de Administração da CESP, CTEEP e EMAE.

CARLOS PEDRO JENS

Formado em Engenharia Civil pela Universidade Mackenzie em 1964, com pós-graduação em Administração de Empresas pela Escola Superior de Administração de Negócios – ESAN em 1968, possuindo vários cursos de especialização.

Iniciou profissionalmente como Engenheiro na Prefeitura Municipal de Osasco (1965/67), foi Diretor Técnico da ETESCO S.A. (1967/82), professor da FAAP, Faculdade de Engenharia (1976/80), Diretor Técnico da I.V.G. Construtora Ltda. (1970/85), Consultor da IESA – Internacional de Engenharia S.A. (1983/85), Diretor de Planejamento do BNH – Banco Nacional da Habitação (1985/86), Diretor de Engenharia da ELETROPAULO (1987/1988), Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologia na CETESB (1991/1993), membro do Conselho de Administração da CESP, CTEEP e EMAE.

NEREU RAMOS NETO

É Bacharel em Ciências Econômicas pela UFRJ. Trabalhou na Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda, como Diretor e Sócio; na TELESP, como Diretor de Recursos Humanos; na Econômico S.A. Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários, como Diretor e Gerente Geral; na CVM como Supervisor de Acompanhamento de Mercado de Capitais e Chefe de Gabinete da Presidência; COTIBRA – Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários, como Operador de Open Market e Gerente de Operações com Clientes; GEFISA – Corretora de Câmbio e Valores Mobiliário, como Gerente de Operações de Renda Variável e Administrador dos Fundos Mútuo de Ações e Fiscal; ALEXANDRE DALE – Corretora de Valores Mobiliários, como Analista de Investimentos e SUDESUL, como Assessor da Chefia do Escritório Regional do Rio de Janeiro. É atualmente membro do Conselho de Administração da CESP, CTEEP, EMAE.

FERNANDO CARVALHO BRAGA

Formado em Economia pela Universidade Mackenzie, É Secretário Executivo do Conselho Diretor do PED, Assessor Especial de Privatizações da Secretaria de Economia e Planejamento e membro dos Conselhos de Administração do Banco Nossa Caixa, CESP, CTEEP, EMAE, Drogasil, Conselho do Patrimônio Imobiliário do Estado, SABESP e CPTM.

FERNANDO JOSÉ TENÓRIO ACOSTA

Formado em Direito pelas Faculdades Integradas de Guarulhos e técnico em eletrotécnica pela Escola Técnica Federal de São Paulo. Participou da implantação dos Registradores de Perturbação no Projeto Gisel, implantação das mediações de fronteira em conjunto com as empresas Eletropaulo e Bandeirantes. Foi representante do CRE na Eletropaulo, membro do Comitê Gestor da Fundação CESP e da Diretoria do SINERGIA–CUT. Foi Auxiliar Técnico, Técnico em Eletricidade I, Técnico em Eletricidade II, Técnico em Eletricidade III, Técnico em Eletricidade IV, Técnico em Eletricidade Especialista I e Técnico em Eletricidade Especialista II. É membro do Conselho de Administração como representante dos empregados da CESP, CTEEP e EMAE.

GUSTAVO DE SÁ E SILVA

Bacharel em Ciências Econômicas pela Faculdade de Ciências Econômicas de São Paulo da Fundação Armando Álvares Penteado (1952), mestre em Administração de Empresas pela Michigan State University (1956), ITP (International Teachers Program) pela Graduate School of Business Administration da Harvard University (1956). Professor Titular Fundador (1954 – 1994) e ex-Diretor (1965 – 1967, 1968 – 1970, jun/dez/1975 e 1976 – 1980) da Escola de Administração de Empresas da FGV, Diretor-Presidente da PRODESP (1970 – 1971). Diretor-Financeiro do Grupo Pão de Açúcar (1971 – 1976), Diretor-Presidente do IECD – Instituto de Estudos e Coletas de Dados do então Grupo LTB – Listas Telefônicas Brasileiras (1975 – 1977), Vice-presidente de Administração e Finanças da Swift-Armour do Brasil (1977 – 1981), Diretor-Presidente da MPC – Marketing, Pesquisa, Comunicação S/C Ltda. (1981 – 1984), Diretor Econômico-Financeiro (1983) e Presidente (1984 – 1987) do BADESP e Membro do Conselho Orientador da UGE – Unidade de Gestão Estratégica do Governo do Estado de São Paulo em 1995. Atualmente é Presidente da GSV – Consultoria Empresarial S/C Ltda., membro dos Conselhos de Administração da CESP, CTEEP, EMAE, SABESP, CPFL e ELETROPAULO. Membro do Conselho Curador da Fundação Getúlio Vargas, membro vitalício do Conselho Diretor da Associação Alumni, presidente do Comitê São Paulo–Harvard, assessor técnico do Secretário de Ciência, Tecnologia e Desenvolvimento Econômico do Estado, entre outros.

MIGUEL JOÃO JORGE FILHO

Jornalista profissional atuou como Redator em diversos jornais. Trabalhou como Chefe do Departamento de Comunicação Social – Projeto Rondon (1970/1972), Diretor/Editor da revista Duas Rodas Motociclismo (1975/1977), Diretor-Sócio do Jornal da Cidade – Campinas em 1969, Diretor da Editora CQ Ltda. (1974/1977), Redator da Folha de São Paulo (1968/1969), Diretor-Sócio da Notícias Serviços Editoriais (1984/1989). Vice-Presidente da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – Anfavea (1987/2000), Presidente do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Imprensa (1990/1998) e de 1985 a 1979 trabalhou como diretor, conselheiro e membro de diversas entidades e associações. Desde 2001 é Vice-Presidente Executivo do Grupo Santander/Banespa. Desde abril de 2002 é membro do Conselho de Administração da CESP.

LUCIA MARIA DAL MEDICO

De 1963 a 1971 – exerceu funções de natureza administrativa em empresas privadas. De 1971 a 1977 trabalhou na Cia. do Metropolitano de São Paulo – METRÔ como Coordenadora Administrativa da Gerência de Operações e Coordenadora da Área de Atendimento ao Usuário. De 1977 a 1985 na Ductor Implantação de Projetos S.A. como Consultora em Projetos e Gerente de Recursos Humanos. De 1986 a 1989 – no S.A. “O Estado de São Paulo” como Gerente de Projetos Especiais. De 1989 a 1994 como empresária no ramo de consultoria em Organização Empresarial e Recursos Humanos. A partir de 1995 trabalha como Assessora Especial do Governador de São Paulo. Membro do Conselho de Administração da CESP, CTEEP e EMAE.

LUIZ DE FREITAS BUENO

Engenheiro Eletricista, formado pela Escola de Engenharia Mackenzie em 1946, pós-graduado em Estatística Econômica pela Escola de Sociologia e Política de São Paulo, em 1947. Fez doutorado em Ciências Econômicas, bem como, livre docência na Universidade do Rio Grande do Sul. Professor Catedrático de Estatística Econômica e de Econometria da Faculdade de Ciências Econômicas e Administrativa da USP. Professor Emérito da FEA/USP. Tem dedicado desde 1937 suas atividades profissionais, basicamente, no âmbito do ensino, na área de ciências exatas, realizando, também, diversas palestras, seminários, conferências e cursos de aperfeiçoamento entre outras atividades. Participou de inúmeras comissões. Foi diretor de diversas instituições, superintendente, representante do governo de São Paulo e 1º Vice-presidente da Comissão Interestadual da Bacia Paraná-Uruguai. Exerceu a Presidência da PRODESP por dois períodos (1972/75 e 1979/83). Membro do Conselho Federal de Educação, de 1971 a 1976, com inúmeros trabalhos, artigos e livros publicados desde 1943. Atualmente é membro do Conselho de Administração da CESP, CTEEP e EMAE.

GUSTAVO ADOLFO FUNCIA MURGEL

É formado em Administração de Negócios pela Fundação Getúlio Vargas. É Vice-Presidente Executivo do Grupo Santander/Banespa, responsável pelo Banco de Atacado. Trabalha no Santander desde 1990. De 1996 a 1999 foi Tesoureiro do grupo Santander Brasil. Diretor de Corporate Finance na NMB Bank Brasil (atual ING Group) de 1988 a 1990. Trabalhou no Banco Crefisul, na área de mercado de capitais, de 1985 a 1988. Membro do Conselho de Administração da CESP desde maio de 2002.

MIGUEL CARLOS FONTOURA DA SILVA KOZMA

Engenheiro Agrônomo pela Universidade do Rio Grande do Sul, em 1964, tendo realizado viagens de estudo por diversos países. Iniciou sua carreira profissional em 1965 como Engenheiro Agrônomo na COMEPA-SP, Companhia Melhoramentos de Paraibuna, tendo ascendido à posição de Chefe do Setor de Avaliações e, posteriormente, Chefe do Departamento de Aquisição de Imóveis da mesma empresa (1965/66). Na CESP atuou como Chefe do Setor de Cadastro e Avaliações (1967/76), Gerente do Departamento de Avaliações e Cadastramento (1977/83), Diretor-Administrativo (1983/85) e Vice-presidente Executivo (1984/85). Foi Secretário de Estado da Secretaria Executiva de Assuntos Fundiários do Estado de São Paulo (1986/87) e Diretor da PARCON – Participações, Representações, Consultoria e Comércio Ltda. (1992/94). Atualmente é Presidente do Conselho de Administração da Companhia do Metropolitano de São Paulo, membro do Conselho de Administração da CPTM, CESP, CTEEP e EMAE e do Conselho Estadual do Meio Ambiente. Participou de diversos seminários e congressos de âmbito nacional e internacional relativos ao meio ambiente, avaliações, eficácia empresarial e outros. Possui diversos trabalhos publicados versando sobre os temas citados, bem como estudos e projetos afetos.

NELSON VIEIRA BARREIRA

Engenheiro Industrial pela Universidade Mackenzie, Economista pela Faculdade de Economia São Luiz e pós-graduado em Administração pela FEA-USP. Participou em diversas atividades como coordenador, Membro Convidado, Diretor-Tesoureiro, Delegado em Comissões, Associações, Missões e Conferências voltadas basicamente ao Setor de Energia Elétrica, destacando-se entre elas, a de Presidente da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica, Diretor da FIESP/CIESP e do Sindicato da Indústria de Energia Elétrica do Estado de São Paulo. Presidente do Conselho Superior da ABCE – Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica, membro do Conselho de Administração da CESP, CTEEP, EMAE.

NORBERTO DE FRANCO MEDEIROS

Formado em Engenharia Elétrica pela ENEU Brasil com pós-graduação em Engenharia Econômica (ENEU Brasil), Project Evaluation AID, General P. Evaluation-Word Bank Washington e Escola Superior de Guerra. Como principais atividades profissionais, além de consultorias diversas e Conselheiro de Administração, foi Engenheiro do BNDES, Coordenador do IPEA no Setor de Energia, Diretor Econômico-Financeiro da ELETROBRÁS, Diretor de Finanças da LIGHT, Secretário de Estado de Minas e Energia do Rio de Janeiro, Diretor-Financeiro de Furnas, Diretor de Gestão Empresarial da NUCLEN, Diretor-Financeiro de FURNAS e Presidente do Conselho de Administração da LIGHT. Atualmente trabalha como consultor e é membro do Conselho de Administração da FIRJAN – Federação das Indústrias do Rio de Janeiro, da CESP, CTEEP e ELETRONUCLEAR.

SÍLVIO ALEIXO

Formado em Engenharia de Operação em Eletrotécnica pela Universidade Mackenzie em 1980 e em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de São Paulo em 1982. Pós-graduado em Gestão de Negócios de Energia Elétrica pela USP/FGV (1995/6). É engenheiro e funcionário da CESP – Companhia Energética de São Paulo desde 1977. Atuou como Chefe do Setor de Normas e Especificações do Departamento de Engenharia (1993/1995), Assistente da Diretoria de Distribuição de Energia Elétrica (1995/1997), respondeu em 1998 pela mesma Diretoria, é Assessor da Secretaria de Estado de Energia e membro do Conselho de Administração da CESP, CTEEP e EMAE.

DIRETORIA PLENA**PRESIDENTE*****GUILHERME AUGUSTO CIRNE DE TOLEDO***

Formado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas em 1970, com pós-graduação em Administração e Finanças (1979) pela mesma Fundação e Mestre em Administração – Universidade de São Paulo (1982). Ainda, é qualificado nas áreas de Controladoria, Finanças e Administração, em Reestruturação de Empresas (como executivo ou consultor) e Fusões/Aquisições e Engenharia Financeira e Societária. Iniciou suas atividades profissionais em 1971, como Analista de Projetos, posteriormente, Analista de Investimentos, passando de Gerente de Underwriting, de Planejamento e de Controle a Diretor Corporativo de Controle, Novos Negócios, Finanças e Controle da Área Internacional. Ingressou na CESP em 03.01.1996 como Diretor-Financeiro e de Relações com o Mercado e passou a Presidente em 27.01.1998.

DIRETOR-FINANCEIRO E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES***VICENTE KAZUHIRO OKAZAKI***

Formado em Administração de Empresas, com pós-graduação pela FEA/USP. Professor convidado da FEA/USP, Mackenzie e FAAP. Fez diversos cursos no exterior como Japão, França e EUA. Na CESP – Companhia Energética de São Paulo atuou como chefe da Assessoria de Análise Financeira e Mercado de Capitais, Gerente de Divisão de Administração Orçamentária, Gerente do Departamento de Captação de Recursos, Assessor da Presidência, Assistente do Diretor-Financeiro, Chefe da Coordenadoria Executiva da Presidência, responsável pela Coordenação do “Project Finance” para conclusão da Usina Hidrelétrica Sérgio Motta (Porto Primavera), Diretor-Administrativo e atualmente Diretor-Financeiro e de Relações com Investidores desde dezembro de 2001. Na EPTE – Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A., atuou como Diretor-Financeiro e de Relações com o Mercado e Presidente.

DIRETOR-ADMINISTRATIVO***REINALDO JOSÉ RODRIGUEZ DE CAMPOS***

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Mackenzie, curso especial de Administração para Desenvolvimento de Executivos do Setor Elétrico USP–ELETROBRÁS, curso avançado de Aprimoramento Empresarial FIESP – Instituto Roberto Simonsen/Escola Politécnica–USP. Na CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista como Diretor-Técnico. Trabalhou na ASMAE – Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica como Consultor. Na CESP – Companhia Energética de São Paulo atuou como Assessor do Diretor de Operações, Assessor do Vice-presidente Divisional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Assistente do Departamento de Operações, Assessor do Diretor de Produção e Transmissão, Adjunto do Departamento de Transmissão, Chefe da Assessoria de Gestão e Planejamento Setorial da Diretoria de Produção e Transmissão, Assistente da Diretoria de Geração e Transmissão e atualmente nomeado Diretor-Administrativo desde dezembro de 2001. Foi membro do Conselho de Administração do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico e trabalhou na CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz como Engenheiro do Departamento de Operação/Análise da Operação, Assistente do Superintendente de Geração e Operação e Assistente do Superintendente Geral de Operação.

DIRETOR DE PLANEJAMENTO, ENGENHARIA E CONSTRUÇÕES***IRAMIR BARBA PACHECO***

Engenheiro Civil, formado pela Escola de Engenharia de São Carlos/USP em 1972, fez diversos cursos de pós-graduação na Área de Mecânica de Rochas, Fundações e Mecânica de Solos na Escola Politécnica/USP, de 1973 a 1978, além do Curso de Construction Administration, organizado pela JICA – Japan International Cooperation Agency no Japão, em 1980. De 1972 a 1973 atuou como estagiário e engenheiro júnior na LIGHT. Iniciou suas atividades na CESP em 1973, tendo ocupado os seguintes cargos: Engenheiro Civil Júnior, Engenheiro Civil Sênior, Chefe do Setor de Projetos Geotécnicos, Gerente da Divisão de Geotecnia, Gerente do Departamento de Projetos e Tecnologia, Assistente da Diretoria de Planejamento, Engenharia e Construção e seu atual Diretor desde outubro de 1999. Atuou, ainda, como Professor e Assistente da Cadeira de Mecânica dos Solos e Fundações, pela OMEC – Faculdade de Engenharia Civil de Mogi das Cruzes.

DIRETOR DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO**SÍLVIO ROBERTO ARECO GOMES**

Formado em Engenharia Elétrica e Mecânica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 1967. Realizou diversos cursos de especialização, tais como: “Power System Engeneering Course” e “EHV Transmission Line Design Course” na GE – New York, USA em 1970; “Curso Especial de Administração para Desenvolvimento de Executivos do Setor Elétrico Brasileiro” na FGV em 1977 e “Protection Course” na Clark Chapman and Reyrolle Parsons, na Inglaterra em 1978. Ingressou na CESP em janeiro de 1968, onde exerceu diversos cargos, dentre os quais destacamos: Engenheiro Júnior, Engenheiro Sênior, Chefe da Seção de Coordenação da Proteção, Chefe do Setor de Análise do Sistema, Chefe do Departamento de Estudos e Análise da Operação, Gerente da Divisão de Implantação de Sistemas de Supervisão, responsável pela missão técnica da CESP sediada em Paris, onde participou do desenvolvimento do SSCH, Gerente do Grupo de Implantação do SSCH e Gerente da Coordenadoria do Sistema de Supervisão, atualmente, Diretor de Geração e Transmissão desde 1999. Atuou também como Consultor Executivo na TECEX-AP Engenharia Consultiva S/C, de julho/94 a fevereiro/97, na SEMOG Assessoria e Consultoria Ltda., a partir de março de 1996 e como Diretor-Financeiro da VLSW Traser Comercial Ltda. a partir de janeiro de 1996.

DIRETOR DE MEIO AMBIENTE**DANIEL ANTONIO SALATI MARCONDES**

Engenheiro Agrônomo pela Escola de Agricultura “Luiz de Queiróz” – ESALQ–USP em 1966, com diversificação em Silvicultura, fez mestrado na área de Fitotecnia e Doutorado em Ciências pela Universidade Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – UNESP. Atuou como Professor de Cursos de Pós-Graduação, de Energia, de Horticultura, de Agricultura e de Defesa Fitossanitária na F.C.A. – UNESP–Botucatu e como orientador de teses de Mestrado e Doutorado na USP e UNESP. É consultor do CNPq. Diretor de Meio Ambiente desde 1999.

3.1 – EVENTOS RELATIVOS À DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL

Evento-Base	Data do Evento	Pessoas Físicas e Jurídicas	Investidores Institucionais	Acordo de Acionistas	Ações Preferenciais com Direito a Voto	
					Sim / Não	Tipo
AGOE	05/05/2000	15.419	414	Não	Não	-

3.2 – POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES COM DIREITO A VOTO

Item	Nome / Razão Social CPF / CNPJ Nacionalidade / UF	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações		Compo- sição Capital Social	Part. no Acordo de Acio- nistas	Con- trollador
		(Mil)	%	(Mil)	%	(Mil)	%			
01	Fazenda do Estado de São Paulo 46.377.222-0001/29 Brasileira / SP	29.377.531	60,52	6.321.277	14,00	35.698.808	38,10	31/12/2001	Sim	
02	Banco do Estado de São Paulo S.A. – BANESPA 61.411.633-0001/87 Brasileira / SP	6.123.203	12,61	12.981.824	28,75	19.105.027	20,39	31/12/2001	Sim	
03	Banco Nossa Caixa S.A. 43.073.394-0001/10 Brasileira / SP	5.136.117	10,58	7.686.364	17,02	12.822.481	13,68	31/12/2001	Sim	
98	Outros	7.904.801	16,29	18.167.144	40,23	26.071.945	27,83			
99	Total	48.541.652	100,00	45.156.609	100,00	93.698.261				

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>	<u>Data de Composição do Capital Social</u>
01	FAZENDA DO ESTADO DE SÃO PAULO	31/12/2000

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>							<u>Data de Composição do Capital Social</u>
<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social CPF / CNPJ Nacionalidade / UF</u>	<u>Ações Ordinárias / Cotas</u>		<u>Ações Preferenciais</u>		<u>Ações/Cotas Total</u>		<u>Composição do Capital Social</u>
		<u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	
02	BANCO DO ESTADO DE SÃO PAULO S.A. – BANESPA							31/12/2001
0201	Banco Santander S.A. 33.517.640-0001/22 Brasileira / SP	18.438.168.797	98,49	17.956.467.607	95,92	36.394.636.404	97,21	31/12/2001
0202	Outros	281.831.203	1,51	763.532.393	4,08	1.045.363.596	2,79	31/12/2001
0299	Total	18.720.000.000	100,00	18.720.000.000	100,00	37.440.000.000	100,00	

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>	<u>Data de Composição do Capital Social</u>
0201	BANCO SANTANDER S.A.	31/12/2001

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>	<u>Data de Composição do Capital Social</u>
0202	OUTROS	31/12/2001

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>							<u>Data de Composição do Capital Social</u>
<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social CPF / CNPJ Nacionalidade / UF</u>	<u>Ações Ordinárias / Cotas</u>		<u>Ações Preferenciais</u>		<u>Ações Cotas / Total</u>		<u>Composição do Capital Social</u>
		<u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	
03	BANCO NOSSA CAIXA S.A.							31/12/2001
0302	Fazenda do Estado de São Paulo 46.377.222-0001/29 Brasileira / SP	35.678.562	100,00	-	-	35.678.562	100,00	31/12/2001
0399	Total	35.678.562	100,00	-	-	35.678.562	100,00	

3.3 – DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

<u>Item</u>	<u>Controladora / Investidora</u>	<u>Data de Composição do Capital Social</u>
0302	FAZENDA DO ESTADO DE SÃO PAULO	31/12/2001

4.1 – COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

1) Data da Última Alteração: 26/03/1999

Item	Espécie das Ações	Nominativa ou Escritural	Valor Nominal (Reais)	Quantidade de Ações (Mil)	Subscrito (Reais Mil)	Integralizado (Reais Mil)
01	Ordinárias	Escritural	-	48.541.652	1.375.683	1.375.683
02	Preferenciais	Escritural	-	45.156.610	1.279.750	1.279.750
99	Totais	-	-	93.698.262	2.655.433	2.655.433

4.2 – CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

Item	Data da Alteração	Valor do Capital Social (Reais Mil)	Valor da Alteração (Reais Mil)	Origem da Alteração	Quantidade de Ações Emitidas (Mil)	Preço da Ação na Emissão (Reais)
01	31/03/1999	2.655.433	(462.000)	cisão parcial	-	-
02	31/12/2000	2.655.433	-	Inalterado	-	-
03	31/12/2001	2.655.433	-	Inalterado	-	-

4.4 – CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO

Quantidade (Mil)	Valor (Reais Mil)	Data da Autorização
101.653.775	2.880.894	31/03/1999

4.5 – COMPOSIÇÃO DO CAPITAL AUTORIZADO

Item	Espécie	Classe	Quantidade de Ações Autorizadas à Emissão (Mil)
01	Ordinárias	-	52.663.113
02	Preferenciais	-	48.990.662

5.2 – PARTES BENEFICIÁRIAS, BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO OU OPÇÃO DE COMPRA DE AÇÕES

Item	Valor Mobiliário	Data da Deliberação	Deliberação Evento	Data da Emissão	Quantidade em Circulação (Mil)	Valor Nominal (Reais Mil)	Vencimento	Convertível/ Exercível
01	Certif. Termo de En. Elétrica	28/02/2000	RCA	01/03/2000	2.417.160	153,90	01/09/2003	Não
02	Certif. Termo de En. Elétrica	13/11/2000	RCA	01/02/2001	1.214.700	164,65	01/02/2004	Não
03	Debêntures	16/03/2001	AGE	01/04/2001	23.000	10.000,00	01/04/2005	Não

6.1 – PROVENTOS DISTRIBUÍDOS NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

Item	Provento	Aprovação da Distribuição Evento	Data da Aprovação Distribuição	Término Exercício Social	Lucro ou Prejuízo Líquido no Período (Reais Mil)	Valor do Provento por Ação	Espécie das Ações	Classe das Ações	Montante do Provento (Reais Mil)	Data de Início de Pagamento
01	Dividendo	AGOE	27/04/1999	31/12/1998	861.372	0,0058713500	referencial	-	26.513	25/06/1999
02	Dividendo	AGOE	05/05/2000	31/12/1999	29.199	0,0009446750	referencial	-	42.659	29/09/2000
03	Dividendo	AGOE	05/05/2000	31/12/1999	29.199	0,0009446750	referencial	-	42.658	31/10/2000
04	Dividendo	AGOE	05/05/2000	31/12/1999	29.199	0,0009446750	referencial	-	42.658	30/11/2000

6.3 – DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

Item	Espécie da Ação	Classe da Ação	% do Capital Social	% Tipo Dividendo Fixo	% Tipo Dividendo Mínimo	% Tipo Dividendo Cumulativo	Base de Cálculo	Prev. Reembolso de Capital	Prêmio	Direito a Voto
01	Ordinária	-	51,80	10,00	-	-	Baseado no Capital Social	Sim	Não	Sim
02	Preferencial	-	48,20	10,00	-	-	Baseado no Capital Social	Sim	Não	Não

6.4 – MODIFICAÇÃO ESTATUTÁRIA

Data da Última Modificação do Estatuto
26/03/1999

Dividendo Obrigatório (% do Lucro)
10,00

7.1 – REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO

<u>Participação dos Administradores no Lucro</u>	<u>Valor da Remuneração Global dos Administradores (Reais Mil)</u>	<u>Periodicidade</u>
Não	31.900	Mensal

7.2 – PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

<u>Item</u>	<u>Descrição das Participações e Contribuições</u>	<u>Valor do Último Exercício 31/12/2001 (Reais Mil)</u>	<u>Valor do Penúltimo Exercício 31/12/2000 (Reais Mil)</u>	<u>Valor do Antepenúltimo Exercício 31/12/1999 (Reais Mil)</u>
06	Contribuições Fdo. Previdência	6.695	6.109	11.689
08	Lucro Líquido no Exercício	-	-	29.199
09	Prejuízo Líquido no Exercício	813.319	414.299	-

8.1 – CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

01	Item	01
02	Nº da Ordem	8ª
03	Nº do Registro na CVM	CVM/SRE/DEB/2001/029 a 046
04	Data do Registro na CVM	05/07/2001
05	Série Emitida	18
06	Tipo de Emissão	Simple
07	Natureza Emissão	Pública
08	Data da Emissão	01/04/2001
09	Data de Vencimento	01/04/2005
10	Espécie da Debênture	Subordinada
11	Condição de Remuneração Vigente	CDI + 2% a.a. (Base 252 dias)
12	Prêmio/Deságio	Não
13	Valor Nominal (Reais)	10.000,00
14	Montante Emitido (Reais Mil)	230.000.000
15	Q. Títulos Emitidos (Unidade)	23.000
16	Título Circulação (Unidade)	23.000

9.1 – BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA

A Companhia surgiu da necessidade de unificar um trabalho feito por onze empresas. Esta fusão por parte do governo visou, além de estabelecer uma só política na área energética, criar uma infra-estrutura capaz de atender à crescente demanda da região sudeste e que possibilitasse a obtenção de financiamento na área, inclusive de órgãos do exterior.

Em 21.07.1966, por força do Decreto nº 46.495, o Governo do Estado nomeou uma comissão para estudar a unificação das Empresas Hidroelétricas do Estado de São Paulo, nas quais o Estado fosse acionista majoritário.

Posteriormente, após a realização de uma Assembléia para votação dos laudos de avaliação e constituição da CESP em 05.12.1966, o Governador do Estado, através do Decreto nº 47.322, de 06 do mesmo mês, ratificava os Estatutos da Companhia.

Em 23.12.1966, pelo Decreto Lei Federal nº 59.581, foi concedida a autorização à CESP para o seu funcionamento como empresa de Energia Elétrica, sendo que um mês e meio depois, o Exmo. Sr. Presidente da República através do Decreto nº 60.077, transferiu à CESP todos os bens, instalações, concessões e autorizações das Empresas fusionadas. Este último diploma deu a esta Companhia a legalidade da unificação levada a efeito em dezembro de 1966.

Finalmente, pelo Decreto Estadual nº 47.689, de 30.01.1967, o Senhor Governador do Estado ratificou à CESP todas as autorizações que possuíam as empresas fusionadas, bem como todos os avais, garantias e cartas de fiança concedidos às mesmas pelo Governo do Estado.

Portanto, constituída em 05.12.1966 e com a abertura do capital social ocorrendo em 27.12.1971, a CESP é originária da fusão das seguintes empresas:

01. Usinas Elétricas do Paranapanema S.A. – USELPA
02. Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo – CHERP
03. Centrais Elétricas de Urubupungá S.A. – CELUSA
04. Bandeirantes de Eletricidade S.A. – BELSA
05. Companhia Melhoramento de Paraibuna – COMEPA
06. Companhia Luz e Força de Tatuí
07. Empresa Luz e Força Elétrica de Tietê S.A.
08. Empresa Força e Luz de Mogi-Mirim S.A.
09. S.A. Central Elétrica de Rio Claro
10. Empresa Melhoramento de Mogi Guaçu S.A.
11. Companhia Luz e Força de Jacutinga

Em 16 de julho de 1975, mediante celebração de acordo com a ELETROBRÁS, adquiriu o controle acionário da Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL.

Com o advento da crise do petróleo e com a perspectiva da plena utilização dos potenciais hidráulicos na área do Estado, a Empresa teve seus objetivos sociais ampliados em 27.10.1977 passando a denominar-se CESP – Companhia Energética de São Paulo e estendendo o âmbito de seus estudos para outras áreas energéticas.

Na AGE realizada em 31.10.1984, foi aprovada a inclusão no Estatuto Social de um item referente a atividade de Florestamento e Reflorestamento.

Na AGE realizada em 14.02.1985, a CESP foi autorizada a assumir o controle acionário da COMGÁS, com uma participação de 51% do capital votante. Este evento foi precedido de intensos entendimentos e estudos mantidos entre o Governo do Estado, Prefeitura do Município de São Paulo, PETROBRÁS e COMGÁS, culminando com a estadualização desta última numa Companhia de Gás do Estado de São Paulo, associada à CESP.

Nas AGO/E realizadas em 30.04.1985, foi incluída no Estatuto Social desta Companhia a atividade de mineração.

Na AGE de 23.01.1987, procedeu-se a alteração estatutária de forma a permitir que a CESP pudesse, também, realizar a prestação de serviços, direta ou indiretamente, relacionadas com a indústria e comércio de energia, principalmente a elétrica, podendo, inclusive, por proposta da Diretoria e deliberação do Conselho, abrir ou extinguir filiais, sucursais, agências, escritórios ou representação no exterior.

Após a cisão parcial da CESP, em 26.03.1999, passou a constituir objeto da Companhia, o mencionado no artigo 2º do Estatuto Social, descrito no quadro 18.01.

Para dar suporte às Usinas em Operação, representando 53% da produção de energia do Estado, às Subestações, aos escritórios espalhados pelo Estado de São Paulo, bem como aos escritórios que compõem a Administração-Sede, a CESP conta com 1.434 empregados.

9.2 – CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

ÁREA DE ATUAÇÃO

A empresa remanescente do processo de cisão ocorrido na CESP – Companhia Energética de São Paulo, em 26.03.1999, na qualidade de concessionária de serviços públicos, atua na área de geração e comercialização de energia elétrica. A energia produzida pelas usinas que compõem o parque gerador da empresa é vendida para Concessionárias Distribuidoras e a Grandes Consumidores.

Esta comercialização é feita através dos chamados “Contratos Iniciais”, cujas tarifas são fixadas pelo Poder Concedente – ANEEL, com as Distribuidoras e através de contratos específicos com os Grandes Consumidores.

A partir de 2003 os “Contratos Iniciais” serão liberados à razão de 25% ao ano, liberação esta que deverá ser coberta por “Contratos Bilaterais” nos quais as tarifas serão ajustadas entre as partes, exceto aquela produzida por concessionárias públicas que será comercializada via leilões, ainda não regulamentado pela ANEEL.

A Resolução Aneel nº 264, de 13.08.1998, estabelece as condições para contratação de energia elétrica por Consumidores Livres. São considerados Consumidores Livres, respeitados os contratos de fornecimento vigentes, aqueles que têm atualmente: (i) um consumo mínimo de 10 MW em tensão igual ou superior a 69 kV; (ii) consumidores ligados após 08.07.1995, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize no mínimo 3 MW, atendidos em qualquer tensão; (iii) consumidores ligados antes de 08.07.1995, em cuja unidade consumidora a demanda contratada totalize no mínimo 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, podendo optar, a partir de 08 de julho de 2000, por ser consumidores livres.

Esta Resolução deve proporcionar aos grandes consumidores a oportunidade de contratar com as geradoras ou distribuidoras à sua escolha, nas condições especificadas em legislação própria, com tarifas livremente negociadas.

UTILIZAÇÃO/CONCESSÃO

As unidades geradoras da empresa são todas da modalidade hidroelétrica, conforme abaixo relacionadas:

Usinas	Ano de Conclusão	Quantidade de Turbinas	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada 2001 (MW médios)
Ilha Solteira/Três Irmãos	1978/1999	20/5	3.444/808	1.962
Jupia	1974	14	1.551	1.007
Eng. Sérgio Motta*	2004	18	1.980	787
Jaguari	1973	2	28	9
Paraibuna	1978	2	85	43
Total	-	61	7.896	3.808

(*)Potência instalada no término da construção. A Administração atual está empenhada em instalar até a 14ª máquina, alcançando 1.540MW.

As concessões destas usinas foram outorgadas pelo DNAEE e por sua sucessora ANEEL em diversas datas. Quando ocorrer a privatização da CESP – Cia. Energética de São Paulo, todas as concessões serão renovadas, com prazo de 30 anos, renováveis ao término deste.

CONTROLE DE TARIFAS

Os Contratos Iniciais foram desdobrados dos Contratos de Suprimento da CESP antes da cisão para cada empresa cindida, sendo que para a CESP – Cia. Energética de São Paulo (remanescente), a Resolução ANEEL nº 141, de 09.06.1999, estabeleceu os montantes de demanda e energia para cada Contrato Inicial, com alterações através da Resolução ANEEL nº 470, de 05.11.2001.

As tarifas para os Contratos Iniciais foram reajustadas pela ANEEL, conforme segue:

Vendedora	Compradora	Tarifa de Demanda (R\$/KW)	Tarifa de Energia (R\$/MWh)	Resolução	Vigência
CESP	CPFL	3,47	44,89	119	08.04.2001
	ELETROPAULO	3,68	47,76	252	04.07.2001
	ELEKTRO	3,08	39,87	315	07.08.2001
	BANDEIRANTE	3,78	48,95	417	11.10.2001
	PIRATININGA	3,78	48,95	417	11.10.2001

MONOPÓLIO

O serviço público de energia elétrica é monopólio da União, representada pela ANEEL, que delega através de concessões a exploração dos serviços por empresas concessionárias.

O novo modelo do setor elétrico, além da segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, prevê a passagem gradativa de um mercado cativo para um mercado competitivo, que será gerenciado pelo Acordo de Mercado pactuado entre os membros do MAE – Mercado Atacadista de Energia.

CONCORRÊNCIA

Quando começarem a ser firmados os Contratos Bilaterais das energias liberadas, a partir de 2003, nos Contratos Iniciais (Res. 450, de 29.12.1998), estabelecer-se-á o ambiente competitivo, através da livre concorrência entre os agentes do setor elétrico brasileiro, conforme previsto no novo modelo. No entanto, está em fase de estudos e regulamentação a comercialização em leilões da energia produzida pelas geradoras estatais e não comprometidas com os Contratos Iniciais.

MATÉRIA-PRIMA

Em função de seu produto ser essencialmente gerado por Usinas Hidrelétricas, a CESP – Cia. Energética de São Paulo não possui custo de matéria-prima, sendo o seu custo composto de gastos operacionais, pessoal, material e serviços de terceiros para manutenção e administração das instalações e cobertura dos custos de capital.

Face às características de seu produto e do processo de licitação vigente, a Companhia se abastece junto a uma gama significativa de setores industriais, não se verificando a predominância de qualquer fornecedor de produtos e serviços. Assim, mantém, individualmente, ou através de consórcios, contratos de consultoria, construções e de fornecimento de equipamentos.

DEPENDÊNCIA DE TECNOLOGIA

A CESP – Cia. Energética de São Paulo tem a necessidade de manter seu corpo técnico em permanente atualização tecnológica, quer pela necessidade de manutenção de suas instalações geradoras, quer pelo aprimoramento decorrente das inovações no ambiente competitivo, que exige o acompanhamento das atividades nacionais e mundiais de Pesquisa e Desenvolvimento de novas tecnologias e equipamentos.

9.3 – PERÍODOS DE SAZONALIDADE NOS NEGÓCIOS

A demanda maior de energia ocorre normalmente no período de maio a setembro, quando as indústrias estão operando em pleno vapor para atender a produção agrícola.

10.1 – PRODUTOS E SERVIÇOS OFERECIDOS

<u>Item</u>	<u>Principais Produtos e/ou Serviços</u>	<u>% Receita Líquida</u>
01	Energia Elétrica	100,00

10.2 – MATÉRIAS-PRIMAS E FORNECEDORES

<u>Item</u>	<u>Matéria-Prima</u>	<u>Im- por- tação</u>	<u>Valor da Importação (Reais Mil)</u>	<u>Disponível Mercado Local</u>	<u>Disponível Mercado Externo</u>	<u>Nome do Fornecedor</u>	<u>Tipo de Fornecedor</u>	<u>% de Fornecimento sobre o Total das Compras da Cia.</u>
01	Água	Não	-	Não	Não	Nenhum	Não Ligado	100,00

10.3 – CLIENTES PRINCIPAIS POR PRODUTOS E/OU SERVIÇOS

<u>Item</u>	<u>Item</u>	<u>Nome do Produto / Nome do Cliente</u>	<u>% de Participação do Cliente na Receita Líquida</u>
001		Energia Elétrica	
001	002	Eletropaulo Metropolitana	37,00
001	003	Bandeirante Energia S.A.	17,00
001	004	Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL	21,00
001	005	ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A.	19,00
001	006	Companhia Piratininga de Força e Luz	2,00
001	007	Outros	4,00

11.1 – PROCESSO DE PRODUÇÃO

A CESP produz energia elétrica a partir de aproveitamento hidrelétrico, ou seja, a energia cinética ou potencial da água dos rios e represas é transformada em energia mecânica e, finalmente, em energia elétrica. Esta transformação é feita utilizando-se, basicamente, uma turbina hidráulica que transforma a energia hidráulica em energia mecânica e de um gerador que transforma a energia mecânica em energia elétrica.

A potência elétrica obtida é proporcional à vazão que passa pela turbina, bem como, à altura da queda de cada aproveitamento.

As usinas atuais pertencentes à CESP estão divididas, quanto à forma de operação, em Usinas fio d'água, as quais possuem reservatórios que regularizam o rio de forma diária ou semanal e Usinas com acumulação que possuem reservatórios com volume suficiente para regularização anual ou plurianual do rio.

A tecnologia usada é a construção de reservatório que, além do armazenamento da água, aumenta a altura da queda de casas de força onde são instaladas turbinas de reação tipo “Francis” ou “Kaplan”, conforme a altura da queda e de subestações elevadoras de tensão.

A produção de energia das usinas da Cesp, durante o ano de 2001, foi de 26.383,4 GWh, representando uma redução de 6,4% em relação à geração do ano anterior, face ao período de racionamento a partir de junho de 2001.

Tal produção é oriunda das seguintes usinas:

<u>UHE</u>	<u>Nº de Grupos</u>	<u>Potência Instalada MW</u>	<u>Energia Assegurada MW Médio (1)</u>	<u>Produção MWh</u>	<u>(%)</u>
Ilha Solteira	20	3.444	1.962	11.390,5	43,17
Jupia	14	1.551	1.007	7.184,7	27,23
Três Irmãos	5	808	-	1.177,7	4,46
Eng. Sérgio Motta	11	1.210(2)	787	6.174,1	23,40
Jaguari	2	28	9	94,0	0,37
Paraibuna	2	85	43	362,4	1,37
Total	54	7.126	3.808	26.383,4	100,00

(1) A Energia Assegurada de Ilha Solteira inclui a de Três Irmãos.

(2) A máquina nº 12 foi instalada em janeiro de 2002 alcançando 1.320 MW.

As reservas do sistema CESP, em 31.12.2001 apresentavam os seguintes percentuais de armazenamento em relação à sua capacidade total:

<u>Reservatórios Aproveitamento</u>	<u>Nível (m)</u>	<u>Volume Útil (%)</u>
Três Irmãos	326,91	76,50
Ilha Solteira	326,67	71,80
* Eng. Sérgio Motta (P. Primavera)	-	-
* Jupia	-	-
Jaguari	609,77	25,56
Paraibuna	699,02	17,89

(*) Usinas que geram energia com o denominado fio d'água, ou seja, o sistema que não necessita de acumulação de água.

EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

<u>Ano</u>	<u>GWh</u>	
1970	6.047,7	
1971	9.169,7	
1972	10.018,5	
1973	11.960,8	
1974	15.975,3	
1975	20.584,6	
1976	23.804,4	
1977	26.318,4	
1978	30.811,2	
1979	35.457,6	
1980	38.412,2	
1981	36.582,5	
1982	41.970,7	
1983	42.574,0	
1984	43.347,9	
1985	47.409,1	
1986	41.360,3	
1987	43.878,9	
1988	46.435,5	
1989	45.240,9	
1990	41.631,5	
1991	48.551,1	
1992	49.657,3	
1993	51.995,9	
1994	49.801,6	Pós Cisão (*)
1995	53.194,9	
1996	51.718,2	
1997	56.244,4	29.853,70
1998	57.368,9	29.063,90
1999	-	30.624,30
2000	-	32.504,90
2001	-	26.383,44

(*)Foi realizada uma distribuição da produção de energia elétrica referente aos exercícios 1997 e 1998, de modo a permitir a comparação da produção pós cisão.

BALANÇO ENERGÉTICO - GWh

	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>
A – Energia Requerida			
Produção Própria	34.832,42	32.504,90	26.383,44
Energia Adquirida	19.189,03	1.036,49	423,52
TOTAL A	54.021,45	33.541,39	26.806,96
B – Destinação de Energia			
METROPOLITANA	19.434,38	10.944,71	11.568,37
BANDEIRANTE	12.462,21	5.841,51	3.081,84
CPFL	10.147,15	5.946,77	6.732,84
ELEKTRO	6.999,84	5.402,16	5.837,17
PIRATININGA	0,00	0,00	2.960,98
FURNAS	0,00	0,00	0,00
CEMIG	13,90	11,07	13,36
COPEL	93,35	0,00	0,00
ELETROSUL	0,00	0,00	0,00
Outros (*)	36,02	96,89	0,00
Outras Concessionárias	1.895,42	1.154,30	1.334,12
Fornec. Distribuição	0,00	0,00	0,00
Consumo Próprio	120,96	32,53	27,79
Grandes Consumidores	1.899,49	2.117,13	1.855,37
TOTAL B	53.102,72	31.547,07	33.411,57
Perdas em GWh	918,73	928,21	659,59
Perdas (%)	3,00	2,86	2,5

(*) Valor líquido entre o desvio e a compensação de desvio.

A EXISTÊNCIA DE SEGUROS DE MÁQUINAS, EQUIPAMENTOS, PRODUTOS ETC.

A política de seguros seguida pela Companhia, além das atividades rotineiras de contratação e administração de apólice envolve, sobretudo, o exame, a análise e toda a problemática de riscos inerentes às suas atividades dentro de critérios de mensuração que basicamente se norteiam na potencialidade desses riscos, visando sempre proporcionar coberturas técnicas e economicamente adequadas.

TECNOLOGIA UTILIZADA – NACIONAL OU ESTRANGEIRA

A tecnologia utilizada é plenamente conhecida.

Observa-se, entretanto, a partir da década de 70, com o desenvolvimento da indústria de base e de experiência acumulada pelas empresas projetistas e de construção civil, a crescente e acentuada nacionalização dos fornecimentos que atingem índices sempre superiores a 70% e em determinados projetos de até 95%.

Os riscos inerentes à produção e transmissão, no caso da Companhia, se apresentam sob duas características que são o “defeito” e a “falha”. O primeiro não interfere no processo de produção, cabendo apenas a manutenção do sistema de proceder ao conserto ou a substituição de peça ou equipamento. Já a ocorrência do segundo, a falha, causa a interrupção de energia interferindo na produção.

Assim, os serviços de manutenção do sistema, compatíveis aos riscos, operam de forma:

- 1) Preventiva: com o objetivo de sanar e minimizar a ocorrência de defeitos e falhas.
- 2) Corretiva: visa corrigir a falha, sendo esta, sempre de caráter emergencial, pois há interrupção no fornecimento de energia.

A manutenção preventiva, em maior ou menor intensidade, acontece durante o ano inteiro, dependendo naturalmente das condições que se apresentam.

O fenômeno de maior demanda ocorre normalmente das 17 às 23 horas, bem como no período de maio a setembro, período de maior produção industrial e agrícola.

Para a perfeita coordenação, os serviços de manutenção operam de forma integrada com a área que se denomina Centro de Operação do Sistema, cujas funções sintetizam a preocupação da Companhia em melhorar seu sistema elétrico, minimizar as perdas e reduzir o tempo de interrupções no fornecimento de energia, sendo que desse Centro provêm as liberações para se efetuar o serviço de manutenção e conserto.

Todo esse complexo conta, também, com um sistema interligado de telecomunicações que liga o Centro de Operação do Sistema (COS) com todas as usinas, subestações e escritório central, processando e facilitando a transmissão de informações sobre o estado do sistema, bem como do sistema hidrometeorológico.

Afora estas particularidades, ressaltamos que a Companhia, de forma mais ampla, está constantemente voltada para outros riscos.

Assim, em paralelo à sua determinação no sentido de obter recursos para evitar atraso de obras programadas, empenha-se no aprimoramento da confiabilidade do sistema, mantém sistema de operação de emergência capaz de ser acionado e operar instantaneamente diante da perspectiva iminente de qualquer situação excepcional, mantém intensivo programa de treinamento de operadores, eletricitistas, mecânicos, técnicos, engenheiros e executivos em operações de reservatórios etc.

11.2 – PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO, MERCADOS E EXPORTAÇÃO

1. COMERCIALIZAÇÃO

Face à alienação do negócio “Distribuição de Energia”, através da privatização da ELEKTRO em 16.07.1998, a CESP passou a comercializar energia elétrica através do suprimento a concessionárias e alguns consumidores finais em alta tensão. Seus principais clientes são:

- ELETROPAULO Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
- Bandeirante Energia S.A.
- Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL
- ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A.
- CBA – Companhia Brasileira de Alumínio
- PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
- Piratininga – Cia. Piratininga de Força e Luz S.A.

Para uma melhor compreensão dos diversos negócios que compõem o fluxo energético, desde a produção da energia até o consumidor final, comentamos o que segue:

A energia elétrica pode ser produzida através de usinas hidroelétricas ou termoelétricas (que se utilizam da queima de um combustível, seja óleo carvão ou gás). Quando sai do gerador, a eletricidade segue para uma subestação, que é um conjunto de equipamentos (transformadores, pára-raios, chaves, etc.) conectados por fios. Na subestação a eletricidade está concentrada em grande quantidade e a sua tensão é extremamente alta. Através de linhas de transmissão, que são um conjunto de torres interligadas por fios, a eletricidade é conduzida para os centros consumidores, passando por diversas subestações, onde a tensão vai sendo rebaixada, por meio de transformadores, fixados em postes, que fazem o rebaixamento final adequando a tensão aos níveis em que ela possa ser utilizada pelo consumidor final (por exemplo, em 127 e 220 volts para o consumo residencial).

2. MERCADOS

Os quadros a seguir, abrangendo número de clientes e energia consumida (MWh) e valores (R\$ mil), focalizam a receita bruta sobre a energia elétrica e representam, por classe de consumo, o mercado atendido pela CESP.

Classe de Consumo	Número de Consumidores		
	1999 (1)	2000	2001
Fornecimento			
Residencial	-	-	-
Industrial	3	2	2
Comércio, Serviços e Outras Atividades	-	-	-
Rural	-	-	-
Poder Público	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-
Serviço Público	-	-	-
Consumo Próprio	1	1	1
Total	4	3	3

(1) Em 01.04.1999 a CESP remanescente foi reestruturada, com a divisão da área de geração de energia elétrica em 3 empresas e a segregação dos ativos de transmissão de energia elétrica em outra, que deverá permanecer sob o controle do Estado, nos termos da Lei Estadual nº 9361/96.

Classe de Consumo	Em R\$ Mil		
	1999	2000	2001
Fornecimento			
Residencial	-	-	-
Industrial	84.382	76.803	79.302
Comércio, Serviços e Outras Atividades	38	46	-
Rural	-	-	-
Poder Público	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-
Serviço Público	1.575	-	-
ICMS	-	-	-
Outras Classes	-	-	-
Fornecimento Líquido	-	-	-
Total	85.995	76.846	79.302

(*) A CESP não fornece mais energia aos consumidores residenciais.

Classe de Consumo	Em MWh		
	1999	2000	2001
Fornecimento			
Residencial	-	-	-
Industrial	1.893.440	2.117.138	1.855.541
Comércio, Serviços e Outras Atividades	239	97.000	-
Rural	-	-	-
Poder Público	-	-	-
Iluminação Pública	-	-	-
Serviço Público	1.465	-	-
Total	1.895.144	2.214.138	1.855.541

Obs.: Valores de 2000, na forma da Legislação Societária.

Fornecimento: energia para consumo final, por classe de consumo, atendida pela própria CESP.

Suprimento: energia fornecida a outras concessionárias distribuidoras de energia. Estas informações encontram-se no item 11.01, Processo de Produção, Subitem B – Destinação de Energia.

Consumo Próprio: em 1999 = 120.962 MWh; em 2000 = 32,53 MWh e 2001 = 27,79 MWh.

A tabela “Classe de Consumo em MWh” engloba informações da “distribuição de energia” até 31.05.1998, que então passou à responsabilidade da ELEKTRO.

EXPORTAÇÃO

Não se aplica à Companhia.

11.3 – POSICIONAMENTO NO PROCESSO COMPETITIVO

O escopo dos negócios da CESP envolve a produção de energia elétrica e sua comercialização através do suprimento a concessionárias e alguns consumidores finais em alta tensão. A CESP é a maior companhia produtora de energia elétrica do Estado de São Paulo e a terceira do país. Em 2001 respondeu por cerca de 53% da energia elétrica gerada no Estado que abriga mais de 20% da população do Brasil e responde por cerca de um terço do PIB nacional.

As despesas com Pessoal representam menos de 6% da receita bruta com tendência decadente. Os altos valores da Depreciação, que devem ser ampliados com a conclusão de Porto Primavera, consagram a CESP como uma excelente geradora de caixa.

No que tange às suas condições tecnológicas cabe salientar que a CESP sempre manteve uma expressiva presença em novos negócios. Esta postura a diferenciava das demais concessionárias, sendo conhecida como empresa relativamente agressiva, primando por posturas inovadoras como a venda de energia da Usina de Três Irmãos para grupos privados, viabilizando seu término; e a parceria privada para as obras das Usinas Canoas I e II, que logrou sua conclusão dispondo ainda de uma parcela expressiva da energia da usina.

Hoje, o novo marco institucional abre amplo leque de possibilidades para a realização de novos negócios no setor de energia, para os quais a CESP se coloca em condição diferenciada das demais concessionárias do setor.

A CESP atrai grande interesse de parceiros qualificados para participar da sua gestão, resultados e desenvolvimento de projetos, devido a suas vantagens comparativas como dimensão e participação no mercado, posição geográfica, oportunidades de novos negócios (geração térmica, cogeração, geração hidráulica, comercialização de energia e participação em novos negócios), além de possuir escala e estrutura básica para participar ativamente dos negócios internacionais no setor de energia, especialmente no MERCOSUL e na América Latina.

Através de pesquisas e intercâmbio tecnológico com alguns dos centros mais avançados do mundo, a CESP desenvolveu respeitável know how em programas de conservação ambiental e recursos naturais, além de participar na venda de serviços de levantamentos, estudos e auditoria ambiental a empresas do Brasil e do Exterior.

O domínio de metodologias e modelos computacionais que serão utilizados na projeção da demanda e da ponta dos mercados do Estado de São Paulo e da CESP e nas simulações relativas ao MAE (Custo Marginal), constitui outra vantagem comparativa que pode atrair parcerias com produtores independentes de energia e com consumidores livres que busquem segurança quanto à garantia de fornecimento e preço.

13.1 – PROPRIEDADES RELEVANTES

Item	Tipo de Propriedade / Endereço / Município / UF	Área Total (Mil M ²)	Área Construída (Mil M ²)	Idade (Anos)	Se- gu- ro	Hi- po- teca	Aluga- da de Terc.	Data do Contrato	Término Locação	Observação
01	UHE Sergio Motta (Porto Primavera) Teodoro Sampaio/Baitaporã Rosana / SP	0,001	0,001	5	Sim	Não	Não			
02	UHE Ilha Solteira Ilha Solteira/Selvíria Ilha Solt/Selvíria / SP	0,001	0,001	27	Sim	Não	Não			
03	UHE Eng. Souza Dias (Jupiaí) Castilho Castilho/3 Lagoas / SP	0,001	0,001	31	Sim	Não	Não			
04	Reservatórios, Barragens e Aduoras Diversos SP / SP	0,001	0,001	-	Sim	Não	Não			
05	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias Diversos SP / SP	0,001	0,001	-	Sim	Não	Não			
06	Máquinas e Equipamentos Diversos SP / SP	0,001	0,001	-	Sim	Não	Não			

14.1 – PROJEÇÕES EMPRESARIAIS E/OU DE RESULTADOS

Não se aplica à Companhia.

14.2 – INFORMAÇÕES RECOMENDÁVEIS, MAS NÃO OBRIGATÓRIAS

A venda de energia às empresas distribuidoras atingiu, em 2001, o valor de R\$ 1.588 milhões, 24% superior à 2000.

REGULAMENTAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O governo brasileiro realizou reformas abrangentes no setor de energia elétrica no Brasil durante os últimos anos. Em termos gerais, essas medidas têm como objetivo principal colocar o poder regulador nas mãos de órgãos independentes, ampliando o papel de empreendimentos privados (inclusive investidores estrangeiros) na geração e distribuição de energia, aumentando a concorrência do setor. Esses desenvolvimentos resultaram em mudanças profundas no ambiente competitivo e regulador em que a Empresa opera.

Órgãos Reguladores

A indústria de energia elétrica no Brasil foi compreensivamente regulamentada pelo Ministério das Minas e Energia (“MME”), através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (“DNAEE”). O DNAEE tinha o poder de outorgar concessões para a geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhou um papel importante no processo de fixação de tarifas. O principal poder regulador para o setor foi transferido para um órgão mais independente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, criada através do Decreto nº 2335 de 06.10.1998.

A ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal.

Anteriormente, a construção de novas instalações e o nível de produção permitiam que as instalações existentes estivessem sujeitas à regulamentação de dois comitês coordenados pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, que incluíam representantes de cada uma das maiores empresas concessionárias, inclusive a CESP. Esses comitês eram responsáveis pela elaboração e planos de revisão periódicos estabelecendo o número, localização, capacidade de geração e programas de construção de usinas de energia elétrica a serem construídas em cada região. Contratos de suprimento entre as empresas de eletricidade dentro de uma região foram baseados em um programa de distribuição estabelecido pelos comitês.

Em agosto de 1997, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O CNPE fornece consultoria ao Presidente da República na formulação da política de energia a fim de (i) promover o uso adequado dos recursos energéticos brasileiros; (ii) garantir o fornecimento de energia a áreas remotas do país; e (iii) estabelecer regras regulamentando o uso de gás natural, álcool, carvão e energia termonuclear.

Em novembro de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) foi autorizado a coordenar as atividades dos sistemas de geração e transmissão no Brasil. O ONS é uma entidade sem fins lucrativos de propriedade das indústrias de energia participantes e está sujeito à supervisão da ANEEL. O ONS assumirá gradualmente as responsabilidades dos comitês que anteriormente regularam os níveis de construção e produção. As principais responsabilidades do ONS incluem o planejamento operacional de geração e otimização do uso dos sistemas de eletricidade interligados e interligações internacionais.

Diante da crise energética e posterior implantação do plano de racionamento de energia foi criada e instalada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), por meio da Medida Provisória nº 2.198-3, de 29 de maio de 2001. Seus objetivos são administrar os programas de ajuste da demanda energética, coordenar os esforços para o aumento de oferta de energia elétrica e propor e implementar medidas de caráter emergencial necessários na atual situação hidrológica.

Tarifas

Até o início de 1993, dois princípios importantes dominaram o processo de fixação de tarifas no Brasil: (i) de que as empresas de eletricidade deveriam ter garantidas uma taxa anual de retorno entre 10% e 12% (“Retorno Garantido”) sobre ativos voltados ao serviço público de energia elétrica; (ii) de que as tarifas cobradas de cada classe de consumidor de eletricidade seria uniforme em todo o Brasil, não obstante os altos custos de distribuição para áreas remotas do país. Nos casos onde as tarifas determinadas pelo Governo Federal resultassem em retornos inferiores a 10% ou acima de 12%, as deficiências ou excessos eram creditados ou debitados em uma Conta de Resultados a Compensar (“Conta CRC”) de cada empresa.

Em geral, até 1975, as tarifas eram fixadas em patamares que proporcionaram o Retorno Garantido para empresas do setor. A partir de 1975, no entanto, as tarifas foram fixadas em patamares que, em quase todos os casos, não permitiam que as empresas de eletricidade atingissem o Retorno Garantido, porque o Governo Federal procurou utilizar tarifas menores como forma de combater a inflação. Os efeitos práticos desse sistema de fixação de tarifas e compensação foram as flutuações significativas em termos reais do nível de tarifas durante o período e o aumento substancial dos saldos da Conta CRC da maioria das empresas de utilidades.

Mudanças legislativas realizadas em 1993, aboliram o conceito de Retorno Garantido e a exigência de uniformidade com relação às tarifas de eletricidade nas diferentes regiões do Brasil. Em vez disso, cada empresa de serviço público deveria propor uma estrutura de tarifa com base em suas circunstâncias particulares para aprovação das autoridades reguladoras. A tarifa proposta deveria ser calculada levando-se em consideração o nível de remuneração desejado pela concessionária, assim como, entre outras coisas, despesas operacionais, inclusive custos de pessoal, custos de eletricidade comprada de outras empresas concessionárias, certos custos de construção, encargos de depreciação e amortização, impostos, exceto imposto de renda e demais encargos.

A Lei nº 8.631, de 04.03.1993, extinguiu a remuneração garantida, permitindo, conseqüentemente, que as concessionárias com saldos positivos na Conta de Resultados a Compensar – CRC compensassem tais saldos com obrigações dessas concessionárias com o Governo Federal, instituições federais financeiras e outras concessionárias do setor de energia elétrica. Juntamente com essas reformas regulamentares, as autoridades concederam às empresas de serviço público de energia elétrica aumentos reais de tarifa significativos e estabeleceu um mecanismo para reajustes automáticos nas tarifas para compensar a inflação.

Em meados de 1994, no entanto, o Governo Federal introduziu o Plano Real, que suspendeu o processo de reajuste automático. As tarifas foram congeladas e quaisquer aumentos exigiam a aprovação do Ministério da Fazenda. Atualmente, a competência para o reajuste de tarifas passou a ser da ANEEL, mediante requisição dos agentes. A ANEEL também promulgou regulamentos que disciplinam o acesso ao sistema de transmissão e estabelece tarifas de transmissão.

Usuários da rede, inclusive empresas de geração, empresas de distribuição e grandes consumidores, deverão assinar contratos com o ONS para regular o acesso da Rede Básica em contrapartida pelo pagamento de tarifas publicadas. As outras partes da rede de transmissão, que não fazem parte da Rede Básica, estarão disponíveis diretamente aos usuários interessados mediante o pagamento de tarifas específicas. As empresas de geração pagarão encargos de transmissão com base na capacidade instalada. Os encargos relativos à carga e ao uso de redes de transmissão que não estejam integrados na Rede Básica serão determinados com base no uso máximo durante períodos de pico do uso do sistema de transmissão.

A Resolução nº 244, de 28.06.2001, da ANEEL estabeleceu o valor mensal de R\$ 3.612,19/MW como a tarifa para uso da Rede Básica a ser aplicada a contratos celebrados entre o ONS e as empresas de distribuição. A ANEEL também estabeleceu o valor de R\$ 1.955,38/MW como tarifa para o transporte de energia de Itaipu a ser pago por empresas de distribuição pela utilização da energia gerada por Itaipu. As tarifas pagas pelas concessionárias de energia pela compra de eletricidade gerada por Itaipu são estabelecidas de acordo com o tratado assinado entre Brasil e Paraguai e são denominadas em dólares norte-americanos. Conseqüentemente, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem independentemente das tarifas estabelecidas pelas autoridades reguladoras federais para vendas pelas concessionárias de energia. O repasse da energia gerada por Itaipu, efetuado pela CESP até Junho/99, não gerava qualquer margem de lucro porque a tarifa para tais vendas era igual à tarifa paga pelas concessionárias de energia, mais tributos sobre vendas, sem qualquer margem para a empresa. A partir de junho/99, a energia de Itaipu passou a ser contratada diretamente pelas distribuidoras.

Concorrência

Em um esforço para promover o aumento da concorrência, a ANEEL, através da Resolução nº 94 de 30.03.1998, anunciou limites de determinados serviços e atividades dentro do setor de energia elétrica. Sob tais limites: (i) nenhuma empresa de geração pode possuir mais de 20% da capacidade instalada do Brasil e se for agente do sistema interligado não poderá deter mais de 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste, ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste; (ii) nenhuma empresa de distribuição poderá ser responsável por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil e se for agente do sistema interligado não poderá deter mais de 25% do mercado do sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado do norte/nordeste; (iii) nenhuma empresa com capacidade de geração e distribuição poderá ser responsável por mais de 30% da capacidade instalada do Brasil e mais de 30% do mercado de distribuição do Brasil; e (iv) nenhum distribuidor poderá comprar de uma empresa de geração afiliada, ou gerar mais de 30% das necessidades totais de energia de seus consumidores.

As empresas de geração e distribuição sujeitas aos limites acima são empresas ou consórcios que detenham concessões, permissões ou autorizações, conforme o caso, para gerar ou distribuir energia ou agentes que detenham ações do grupo controlador da empresa de geração e distribuição. No caso de um agente, o cálculo de tais limites baseia-se no número de ações ordinárias da empresa de sua propriedade. No caso de uma sociedade por quotas de responsabilidade limitada, o cálculo baseia-se na participação do agente no capital da empresa.

A empresa que adquire ações de empresa de geração e distribuição em decorrência da privatização de uma empresa de energia elétrica estadual ou federal não estará sujeita aos limites acima durante o período de 24 meses imediatamente subsequentes à data de assinatura do contrato de concessão. Ao final desse período, o Governo Federal, por meio de um leilão, venderá a parcela de ações que excederem os limites e indenizará o titular das ações em 90% do valor líquido da venda.

Em consonância com o disposto na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, o Governo Federal criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (“MAE”), que foi instituído por meio de um contrato de forma padrão assinado pelos participantes no mercado. Os termos desse contrato foram aprovados pela ANEEL, através da Resolução nº 018, de 28.01.1999. As entidades a seguir deverão participar do MAE: (i) as empresas de geração com capacidade instalada de 50 MW ou mais; (ii) empresas de comercialização de energia elétrica com vendas anuais de 300 GWh/ano ou mais; e (iii) empresas que importam ou exportam 50 MW ou mais de eletricidade. Consumidores livres e outras empresas de geração, distribuição e importação/exportação poderão participar voluntariamente do mercado.

Durante um período de transição (1998–2005), as compras e vendas de energia no MAE ocorrerão de acordo com contratos (“Contratos Iniciais”) que especificarão os preços e volumes aprovados pela ANEEL pelo seu período de duração e substituirão o sistema anterior de contratos de suprimento. A finalidade do período de transição é o de permitir a introdução gradual da concorrência no setor e proteger os participantes do mercado contra a exposição a preços à vista potencialmente voláteis. A ANEEL determinou as quantidades e preços a serem fornecidos em Contratos Iniciais em 1999, 2000 e 2001. As quantidades e preços a serem fornecidos em 2002 serão iguais às quantias fornecidas em 2001.

A partir de 2003 e até 2005, a eletricidade a ser comprometida em Contratos Iniciais será reduzida a cada ano em 25% da energia comprometida para 2002. Em janeiro deste ano, o governo anunciou que a energia produzida pelas geradoras estatais e não comprometida com os Contratos Iniciais será comercializada via leilões a fim de que não haja interferência na concorrência do mercado.

Para estimular a participação privada no setor de energia elétrica, a ANEEL através da Resolução nº 265 de 13.08.1998, estabeleceu condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica, onde a pessoa jurídica especialmente constituída para exercer a atividade de comercialização de energia elétrica poderá obter autorização, desde que atendidos os requisitos do artigo 2º, § 1º: (I) habilitação jurídica; (II) regularidade fiscal; (III) idoneidade econômico-financeira. A pessoa jurídica autorizada pela ANEEL receberá a denominação de “agente comercializador”. Agentes comercializadores podem incluir empresas de geração que desejam vender energia diretamente aos consumidores finais, concessionárias de distribuição e varejo que atuam fora de suas áreas de concessão e comercializadores independentes ou agentes.

Concessões

A constituição brasileira prevê que o desenvolvimento, uso e venda de eletricidade poderá ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou, indiretamente, por meio do fornecimento de concessões e autorizações. As empresas ou consórcios que pretendam construir ou operar uma instalação de geração, transmissão ou distribuição no Brasil deverão solicitar uma concessão da ANEEL. A legislação do Brasil exige que o fornecimento de qualquer concessão seja precedido de um processo de licitação. A ANEEL determina o lance vencedor baseado na tarifa de serviço público mais baixa oferecida, no pagamento mais alto ao Governo Federal em contrapartida ao recebimento da concessão, ou em uma combinação de ambos os critérios.

As concessionárias não podem transferir, vender ou ceder certos ativos antes do consentimento por escrito da ANEEL. A compra e venda de energia pelos agentes comercializadores, a importação e exportação de energia e o comércio de energia excedente pelos auto-produtores estão sujeitos à aprovação prévia da ANEEL. As cisões, consolidações, incorporações e reorganizações de concessionárias exigem a aprovação prévia da ANEEL.

O desenvolvimento de usinas hidrelétricas por um Produtor Independente de Energia – PIE (“PIE”), ou um auto-produtor, exige uma concessão ou autorização, se o projeto exceder 1 MW de capacidade instalada, no caso de um PIE, ou 10 MW, no caso de um auto-produtor. Procedimentos simplificados aplicam-se a todos os demais casos, inclusive usinas termelétricas.

Desde 1995, o controle acionário de empresas de distribuição e geração anteriormente de propriedade do Governo Federal, através da Eletrobrás, e em empresas de distribuição estaduais, foi vendido a investidores do setor privado. Certos governos estaduais também venderam participações minoritárias em grandes empresas de distribuição no mesmo período. (Veja “Privatização”).

Mudanças Regulamentares

As concessionárias de energia são indenizadas por certos investimentos em ativos vinculados à concessão, se a concessão for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso brasileiro criou um fundo reservado com a finalidade de prover recursos para tal compensação (“Fundo RGR”). Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a avaliação da taxa RGR exigindo que as empresas de eletricidade do setor público efetuassem o pagamento de contribuições mensais ao Fundo RGR à taxa anual igual a 2,5% dos ativos em serviço, não superior a 3% do total de receitas operacionais em qualquer ano. No presente, virtualmente nenhuma concessão foi revogada ou deixou de ser renovada e o Fundo RGR tem sido utilizado principalmente para financiar projetos de geração e de distribuição. A extinção do Fundo RGR está programada para 2002.

O Governo Federal impôs uma taxa sobre PIEs semelhante àquela imposta às empresas de geração do setor público em correlação com o Fundo RGR. Os PIEs deverão efetuar o pagamento de contribuições para Fundo de Uso de Bem Público (“Fundo UBP”) por cinco anos a partir da data em que receberam suas concessões. A Eletrobrás receberá os pagamentos do Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos subsequentes serão destinados diretamente ao Governo Federal.

As empresas de distribuição deverão contribuir para a Conta de Consumo de Combustível - CCC. A CCC foi criada em 1973 para gerar reservas financeiras para cobrir custos de combustível em usinas termelétricas na hipótese de estiagem que exigiria o aumento no uso de usinas termelétricas. As usinas termelétricas possuem custos operacionais marginais mais altos do que usinas hidrelétricas. Cada empresa de eletricidade deverá efetuar o pagamento de uma contribuição anual para a CCC. As contribuições anuais são calculadas com base nas estimativas do custo do combustível necessário à operação das usinas termelétricas para o ano seguinte, e administradas pela Eletrobrás que reembolsa às empresas de eletricidade uma parte substancial dos custos de combustível de suas usinas termelétricas.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal determinou a eliminação gradual da CCC. Os subsídios da CCC serão extintos durante um período de três anos a partir de 2003 para usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas termelétricas construídas após essa data não terão direito a subsídios da CCC.

A proteção contra risco hidrológico para hidrogeradores centrais é agora fornecida através de um Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”). O MRE garantirá que, sob condições operacionais normais, os hidrogeradores recebam a receita associada ao direito garantido de energia ao distribuir a geração daqueles em superávit para aqueles em déficit.

Todas as empresas hidrelétricas no Brasil deverão pagar taxas aos estados e municípios brasileiros pelo uso dos recursos hídricos. Tais importâncias baseiam-se na quantidade de energia gerada por cada empresa de serviço público e são pagas aos estados e municípios onde a usina ou represa da usina está localizada.

Capacidade Garantida e Energia Assegurada

A energia elétrica no Brasil é gerada principalmente pelas instalações hidrelétricas. A interação da chuva e fluxos de água significa que certas instalações hidrelétricas no sistema podem estar melhor situadas para gerar energia eficientemente, a qualquer momento, do que outras instalações. A fim de otimizar a geração de eletricidade em todo o sistema, o Governo Federal atribui a cada usina dentro do sistema a capacidade geradora (a “Capacidade Garantida” de tal usina) que, sob um modelo estatístico com base na média dos níveis de água em cada represa da usina durante um período de muitos anos, resultará na produção de eletricidade mais eficiente e sustentável no sistema como um todo. O Governo Federal, através da ANEEL, restabelece o valor atual de energia assegurada a ser vendida por cada usina a intervalos regulares em resposta às condições então vigentes. Qualquer superávit efetivamente gerado, referido como “energia secundária”, pode ser vendido por tal concessionária para outros.

Papel do Setor Privado

Em 1995, diversas iniciativas previstas na legislação e na constituição deram início a mudanças significativas na estrutura reguladora que regia o setor de energia elétrica no Brasil. A Constituição Federal do Brasil foi alterada para permitir qualquer empresa brasileira de se tornar uma concessionária no setor de eletricidade (independentemente da nacionalidade dos acionistas da empresa). Uma nova lei federal sobre concessões de serviço público (nos setores de eletricidade e outros setores) exigiu a renovação da maioria das concessões existentes e que o fornecimento de novas concessões para serviços de utilidade pública sejam precedidos do processo de licitação. A nova legislação federal relativa especificamente ao setor de eletricidade abriu o setor, permitindo que PIES gerem e vendam eletricidade por sua própria conta a certas categorias de consumidores, permitindo que certos consumidores comprem eletricidade de qualquer fornecedor de energia e que fornecedores e grandes consumidores obtenham acesso amplo (em troca de uma taxa) aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionárias que estão incluídas na Rede Básica.

Mercado de Negociação nas Bolsas de Valores Brasileiras

Dentre as bolsas de valores brasileiras, a Bolsa de Valores de São Paulo é a mais importante. Durante 2001, a Bolsa de Valores de São Paulo movimentou mais de 90% do valor negociado de valores mobiliários.

Nos Estados Unidos, as Ações Preferenciais da CESP são negociadas na forma de ADRs CESP (cada um deles representando 300 Ações Preferenciais CESP) emitidos pelo Depositário dos ADRs CESP, nos termos do Contrato de Depósito, entre a CESP, o Depositário dos ADRs CESP e os titulares e usufrutuários registrados de tempos em tempos. Desde fevereiro de 1994, os ADRs CESP têm sido negociados nos Estados Unidos, no mercado de balcão e os preços das corretoras para os ADRs CESP têm sido cotados nos “pink sheets” do National Quotations Bureau Inc. (publicação diária da Agência Nacional de Cotações).

Temos, ainda, em aberto um programa de American Depositary Receipts, nos EUA, para negociação de ações ordinárias na proporção de 3.000 ações ordinárias para cada ADR, criado a partir da cisão parcial da CESP.

Informações Ambientais

A CESP, por meio de sua Diretoria de Meio Ambiente, desenvolve atividades que têm por objetivo a conservação ambiental dos ecossistemas em toda a área de influência de seus empreendimentos e o atendimento às exigências da legislação ambiental vigente e dos órgãos ambientais licenciadores. De seus seis empreendimentos atuais, quatro foram implantados anteriormente ao surgimento da legislação ambiental, em 1986, UHEs Ilha Solteira, Jupuí, Paraibuna e Jaguari, e os outros dois, UHEs Eng. Sérgio Motta e Três Irmãos, estão sendo licenciados de acordo com o previsto na atual legislação.

São desenvolvidas as atividades de implantação de programas ambientais físico-bióticos e sócio-econômicos, programas de monitoramento, manejo de reservatórios, licenciamento ambiental e sistema de gerenciamento ambiental, dentre outras.

No ano de 2001, foram produzidas, nos viveiros de Primavera, Jupuí e Paraibuna, 2.468.161 mudas de árvores de espécies nativas e implantados 384,97 ha de reflorestamento nas margens dos reservatórios das UHEs Três Irmãos e Eng. Sérgio Motta. O Programa de Fomento Florestal, que consiste no fornecimento de mudas e assistência técnica ao plantio realizado pelo interessado, efetivou 27 contratos para uma área estimada de 177,65 ha. Os trabalhos de recomposição vegetal com espécies florestais nativas desenvolvidos pela Diretoria de Meio Ambiente da CESP foram, inclusive, homenageados, recebendo prêmio da Fundação COGE.

Considerando a interação flora e fauna, foram introduzidas 636 aves nativas, de diversas espécies, contribuindo para a dispersão de sementes e a conservação de matas ciliares, de fundamental importância na manutenção do equilíbrio ecológico dessas regiões. Destaca-se no manejo da fauna, a produção de 1.230.919 alevinos, de espécies ocorrentes nos reservatórios da Companhia, além do resgate e relocação de 26.685 animais, devido ao enchimento do reservatório da UHE Eng. Sérgio Motta. As obras da escada e elevador para peixes da UHE Eng. Sérgio Motta foram concluídas e a operação iniciada em 01 de novembro de 2001. Esses equipamentos representam um sistema inédito de transposição para peixes no Brasil.

Na área sócio-econômica, a CESP deu continuidade ao desenvolvimento de atividades no setor produtivo dos projetos de remanejamento populacional da UHE Eng. Sérgio Motta, já instalados, assim como das obras de infra-estrutura e de produção da atividade oleiro-cerâmica do Núcleo Urbano e Oleiro Porto João André.

O Programa de Recapacitação e Requalificação de Mão-de-Obra, que objetiva amenizar o quadro de falta de empregos e aumentar a renda das famílias impactadas foi mantido, e até dezembro de 2001 beneficiou 21.035 participantes de 22 municípios nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Devido à grande demanda verificada e ao sucesso obtido, foi aprovada a formalização de Convênio com a Secretaria do Emprego e Relações do Trabalho do Estado de São Paulo, para continuidade do Programa até 2002, assim como aprovada a sua continuidade em Mato Grosso do Sul.

No caso das UHEs Eng. Sérgio Motta e Três Irmãos, os programas ambientais implantados ou em implantação, são originários do Estudo de Impacto Ambiental, constituindo, assim, compromissos assumidos pela empresa, que resultam na obrigatoriedade legal de sua execução para a obtenção das licenças ambientais necessárias à implantação e operação dos empreendimentos. O quadro abaixo apresenta a relação de programas ambientais em andamento e concluídos das UHEs Eng. Sérgio Motta e Três Irmãos.

UHE Eng. Sérgio Motta

Programas em andamento

Programas concluídos

Físico-bióticos

Controle de erosão e assoreamento
Recuperação de áreas degradadas
Reflorestamento
Pesquisa e manejo de flora e fauna
Implantação de unidades de conservação
Conservação da ictiofauna

Proteção das encostas marginais
Desmatamento da bacia de inundação

Sócio-econômicos

Reinserção produtiva do setor de extração de areia e cascalho
Reinserção produtiva do setor cerâmico-oleiro
Readequação da atividade pesqueira
Reposição e ampliação dos equipamentos de lazer
Remanejamento da população atingida
Resgate arqueológico
Resgate e valorização da memória regional
Educação ambiental
Saúde pública
Recomposição e melhoria da infra-estrutura viária e de transportes
Aquisição de áreas
Requalificação de mão-de-obra
Relocação do grupo indígena Ofaié

Salvaguarda da população contra acidentes com animais peçonhentos
Limpeza do reservatório
Recomposição da infra-estrutura de saneamento básico
Relocação do grupo indígena Ofaié

Sistema de monitoramento

Monitoramento da estabilidade das encostas marginais
Monitoramento do nível freático e da qualidade da água subterrânea
Monitoramento do clima local
Monitoramento sismológico
Monitoramento dos níveis d'água
Monitoramento dos processos erosivos e de assoreamento
Monitoramento sedimentológico
Monitoramento das características limnológicas e da qualidade da água superficial
Monitoramento da ictiofauna e dos recursos pesqueiros
Monitoramento das macrófitas aquáticas
Monitoramento e avaliação do programa de remanejamento de populações

UHE Três Irmãos

Programas em andamento

Programas concluídos

Físico-bióticos

Unidade de Conservação de Flora e Fauna
 Reflorestamento Ciliar e Recomposição de Matas Nativas
 Manejo da Fauna Ameaçada de Extinção
 Conservação da Ictiofauna e Manejo Pesqueiro
 Subprograma de Ictiologia e Dinâmica Populacional
 Subprograma de Caracterização de Áreas de Reprodução de Peixes em Tributários
 Subprograma de levantamento da produção pesqueira
 Repovoamento

Recuperação de áreas degradadas
 Monitoramento hidrogeológico
 Desmatamento e limpeza da bacia de inundação

Monitoramento do ambiente aquático
 Resgate e realocação da fauna

Sócio-econômicos

Controle Sanitário

Reassentamento da população urbana
 Reassentamento de Pequenos Produtores Rurais
 Manutenção da atividade minerária
 Realocação da infra-estrutura
 Conservação e salvamento de bens culturais
 Salvaguarda da população
 Informação e educação ambiental
 Implantação do Complexo Hortifrutigranjeiro
 Recreação e Lazer
 Indenização de terras e benfeitorias
 Saneamento
 Realocação de sepulturas
 Desinfecção de fossas e currais

Em 2001, foram também desenvolvidas atividades referentes ao licenciamento ambiental dos empreendimentos, tendo sido obtida a Licença de Operação do Reassentamento Rural de Três Lagoas, a renovação da Licença de Instalação do Reassentamento Nova Porto João André e a Licença de Operação da Linha de Transmissão Porto Primavera – Taquaruçu, Circuito 2. O quadro a seguir apresenta a situação das principais licenças ambientais dos empreendimentos da CESP:

<u>Empreendimento</u>	<u>Licença atual</u>	<u>Órgão</u>	<u>Expedição</u>	<u>Validade</u>	<u>Situação atual</u>
UHE Eng. Sérgio Motta					
Obra Principal	LO 121/00	IBAMA/BR	03.05.02	03.05.03	Licença renovada pelo Ibama até maio/03
Complexo Maurício Joppert	LO 028/98	SEMA/MS	14.07.98	14.07.02	Obra entregue ao DNER, em 14.12.98. Informado à SEMA/MS (OF/M/2549/01), em 28.12.01 e ao DNER (OF/M/2548/01), em 26.12.01, sobre a renovação da LO
Nova Porto XV	LO 031/98	SEMA/MS	15.07.98	15.07.02	Obra entregue à PM Bataguassu, pelo TAC de 28.04.98, cláusula 4b1, pg 7. Informado à SEMA/MS (OF/M/2608/01) e à PM Bataguassu (OF/M/2564/01) sobre a renovação da LO, em 28.12.01
Nova Porto João André	LI 009/01	SEMA/MS	20.08.01	20.08.02	Solicitação da LO encaminhada à SEMA/MS, em abril/02
Reassentamento rural Três Lagoas	LO 111/01	SEMA/MS	14.11.01	14.11.02	Renovação da LO será solicitada em outubro/2002
Sistema Viário Margem Direita	LI 016/00	SEMA/MS	27.07.00	27.07.02	Renovação da LI será solicitada em abril/02
Sistema Viário Margem Esquerda	LI dispensada	SMA/SP	07.01.93	Não definido	Autorizações expedidas pela SMA/SP, pelos OF/SMA/0045/93, OF/SMA/0243/93 e OF/SMA/1567/93
Travessia Brasilândia/Paulicéia – MS 040	LI 031/99	SEMA/MS	09.06.99	09.06.01	Solicitação da LO encaminhada em 06.04.01, pelo OF/M/697/01
Lagoa de tratamento de esgoto – Panorama/SP	LI 12000037	CETESB	21.09.99	S/validade	Solicitação da LF foi encaminhada em 05.04.00
Linha de Transmissão P. Primavera x Taquaruçu – Circuito I	LO 036	SMA/SP	06.10.99	06.10.2009	Renovação será solicitada em 2009
Linha de Transmissão P. Primavera x Taquaruçu – Circuito II	LO 080	SMA/SP	21.06.01	21.06.2011	Renovação será solicitada em 2011
UHE Três Irmãos					
Obra Principal	LO 13/90	SMA/SP	07.05.90	07.05.00	Renovação será solicitada em 23.03.2000 (OF/M/490/2000)

Para os empreendimentos já implantados, está sendo procedida a regularização do licenciamento ambiental das UHEs Ilha Solteira e Eng. Souza Dias, conforme a Resolução Conama nº 006/87. Foi concluído o estudo de caracterização ambiental da UHE Eng. Souza Dias e iniciado o da UHE Ilha Solteira, a serem analisados pelo IBAMA, que decidirá sobre a necessidade de adoção de medidas ambientais complementares às já realizadas. Para as UHEs Jaguari e Paraibuna não será necessária a regularização, já que foram dispensadas de licenciamento pela Secretaria de Meio Ambiente de São Paulo.

Além da execução dos programas ambientais, a CESP tem atendido aos órgãos licenciadores, IBAMA, Secretarias de Meio Ambiente de São Paulo e Mato Grosso do Sul, DEPRN, CETESB, além do Ministério Público Federal e dos Estados, no que se refere ao pedido de informações, cumprimento de exigências e apresentação de justificativas relacionadas às atividades ambientais e ao processo de licenciamento. A CESP tem realizado negociações com os governos dos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul, Prefeituras dos municípios envolvidos, órgãos da sociedade civil e com a população diretamente afetada, visando conduzir todo o trabalho de implantação de forma prioritariamente consensada.

No ano de 2001 foi também elaborado e aprovado um conjunto de normas ambientais visando a normalização do uso dos reservatórios da CESP e seu entorno.

Os trabalhos para implantação do SGA - Sistema de Gerenciamento Ambiental, foram iniciados em 2001, o que, juntamente com a “Política de Meio Ambiente” já implantada, constitui-se em mais um passo para a obtenção da certificação pela norma ISO 14001 e estabelece um padrão de gerenciamento das atividades empresariais da CESP, assegurando que os princípios de conservação ambiental estejam presentes em todas as fases de seus empreendimentos.

A renovação da Licença Ambiental para operação do reservatório da UHE Eng. Sérgio Motta (Porto Primavera) na cota de 257 m, válida por 1 ano, foi obtida em 03.05.2002.

14.3 – OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

PRIVATIZAÇÕES

Desde 1995, um grande número de empresas de serviços públicos de energia federal e estadual foi privatizado. O Governo Federal promoveu a venda de seu controle acionário indireto nas seguintes companhias:

- ESCELSA, empresa de distribuição de energia para o estado do Espírito Santo (1995).
- LIGHT, uma das empresas de distribuição de energia do estado do Rio de Janeiro (1996).
- Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – Gerasul, empresa de geração constituída dos ativos de geração das Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. – Eletrosul, subsidiária da Eletrobrás (1998).

As privatizações de empresas de serviço público de eletricidade também ocorreram em nível estadual:

- O estado do Rio de Janeiro vendeu seu controle acionário na Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro–CERJ, uma empresa de distribuição (1996).
- O estado de Minas Gerais vendeu sua participação minoritária na CEMIG (uma empresa de distribuição) para um consórcio de investidores estratégicos (1997).
- O estado da Bahia vendeu sua participação minoritária na COELBA (uma empresa de distribuição) para um consórcio de investidores estratégicos (1997).
- O estado do Rio Grande do Sul vendeu sua participação indireta em duas empresas de distribuição (1997).
- O estado de Mato Grosso do Sul e a Eletrobrás venderam suas participações majoritárias na ENERSUL (a empresa de distribuição do estado)(1997).

A privatização no Estado de São Paulo

Com a publicação da Lei Estadual nº 9.361, de 05 de julho de 1996, que criou o Programa Estadual de Desestatização – PED, órgão responsável por recomendar ao Governador do Estado as linhas gerais do processo de Desestatização, iniciou-se o processo de privatização do setor elétrico paulista.

- A CESP, a Companhia Paulista de Administração de Ativos – CPA, o Banco Nossa Caixa e o Banco do Estado de São Paulo S.A. – BANESPA venderam sua participação majoritária na Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, em 1997.

- O Estado de São Paulo vendeu seu controle acionário na Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A. e na Bandeirante Energia S.A., companhias de distribuição de energia elétrica, em 1998, oriundas da cisão da Eletropaulo.
- A CESP vendeu, em 16.07.1998, o controle acionário da Elektro.
- A CESP vendeu, em 18.02.1999, 10% das ações ordinárias e 98,6% das ações preferenciais que ainda possuía no capital social da ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A.
- A Assembléia Legislativa do Estado de São Paulo aprovou a Proposta de Emenda Constitucional que extinguiu o monopólio estatal, na distribuição de gás no Estado. A CESP, possuía 61,89% do capital total da Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS, e promoveu a alienação de sua participação no capital dessa sociedade, através do leilão ocorrido em 14.04.1999, na BOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo.
- O Estado de São Paulo e as empresas controladas pelo Estado alienaram o controle acionário que detinham na Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema em 28.07.1999.
- O Estado de São Paulo e as empresas controladas pelo Estado alienaram o controle acionário que detinham na Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê em 27.10.1999.
- A CESP alienou 1,18% das ações ordinárias e 38,70% das ações preferenciais que ainda possuía no capital social da CPFL, através de operação de “Block Trade” realizada na BOVESPA em 19.11.1999, permanecendo com 10.300.000 PN e 5.845.724 PRC.

Cisão Parcial da CESP

Em 19.01.1999, o Conselho Diretor do Programa Estadual de Desestatização – PED (órgão responsável por recomendar ao Governador do Estado as linhas gerais do processo de desestatização) recomendou a cisão parcial da CESP com versão de parcelas de seu patrimônio para três novas sociedades: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema e Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê. O Governador do Estado acatou tal recomendação, aprovando a cisão parcial da CESP.

Em 04.02.1999, a Assembléia Geral de Constituição da Sociedade por Ações, aprovou a constituição da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê e Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, conforme recomendação do PED e aprovação do governador do Estado. Na mesma data foram eleitos os Conselhos de Administração e Fiscal, bem como a Diretoria de cada Empresa.

Foi transferido para a Transmissão o patrimônio da CESP relacionado às operações de transmissão de energia elétrica, exceto a subestação e linha da Usina e Eclusa Eng. Sérgio Motta (Porto Primavera). A Companhia Tietê incorporou o patrimônio da CESP relacionado à geração de energia elétrica abrangendo as Usinas e Eclusas da Bacia do Rio Tietê (exceto a de Três Irmãos), as Usinas Armando de Salles Oliveira, Caconde, Euclides da Cunha e Água Vermelha, além das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs de Mogi-Guaçu e Corumbatá. Para a Companhia Paranapanema foram vertidos os ativos relacionados às operações de geração de energia elétrica nas Usinas da Bacia do Rio Paranapanema. Permanecem na CESP, os ativos de geração abrangendo as Usinas de Ilha Solteira, Jupia, Eng. Sérgio Motta (Porto Primavera), Três Irmãos, Jaguari e Paraibuna.

Assim, a administração da CESP e das sociedades para as quais foram vertidas as parcelas cindidas do patrimônio da CESP, discutiram os termos da cisão, que resultou na assinatura em 23.03.1999 da Justificativa de Cisão Parcial da CESP, bem como do Protocolo de Cisão Parcial entre a CESP – Companhia Energética de São Paulo e as empresas incorporadoras.

Em 26.03.1999, a AGE da CESP aprovou a cisão com seus efeitos a partir de 31.03.1999, ficando o capital social representado da seguinte forma:

a) CESP – Companhia Energética de São Paulo – antes da cisão:

- (i) Capital Social: R\$ 3.117.433.454,45
- (ii) Total de Ações: 93.698.261.790
- (iii) Ações Ordinárias: 48.541.651.560
- (iv) Ações Preferenciais: 45.156.610.230

b) Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista:

- (i) Capital Social: R\$ 242.001.000,00
- (ii) Total de Ações: 93.698.261.790
- (iii) Ações Ordinárias: 48.541.651.560
- (iv) Ações Preferenciais: 45.156.610.230

- c) **Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê:**
(v) Capital Social: R\$ 100.001.000,00
(vi) Total de Ações: 93.698.261.790
(vii) Ações Ordinárias: 48.541.651.560
(viii) Ações Preferenciais: 45.156.610.230
- d) **Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema:**
(ix) Capital Social: R\$ 120.001.000,00
(x) Total de Ações: 93.698.261.790
(xi) Ações Ordinárias: 48.541.651.560
(xii) Ações Preferenciais: 45.156.610.230
- e) **CESP – Companhia Energética de São Paulo – após a cisão:**
(xiii) Capital Social: R\$ 2.655.433.454,45
(xiv) Total de Ações: 93.698.261.790
(xv) Ações Ordinárias: 48.541.651.560
(xvi) Ações Preferenciais: 45.156.610.230

Alienação das Ações das Companhias Resultantes da Cisão Parcial da CESP

PARANAPANEMA

Em 28 de julho de 1999, o Estado de São Paulo e empresas controladas pelo Estado venderam, em leilão realizado na Bovespa, 38,66% do capital total da Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, sendo 36,92% em ações ordinárias, correspondentes a 71,27% do capital com direito a voto e 1,74% em ações preferenciais. No leilão, o lote único de ações, com preço mínimo fixado em R\$ 651.465.111,33, foi arrematado por R\$ 1.239.160.556,60, ao qual se somaram ao preço adicional a importância de R\$ 21.058.684,33 relativo ao deságio de 50% sobre o valor total da Oferta aos Empregados, de 5% do capital social, pela Duke Energia do Sudeste Ltda.

TIETÊ

Em 27 de outubro de 1999, o Estado de São Paulo e empresas controladas pelo Estado venderam, em leilão realizado na Bovespa, 38,66% do capital total da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, sendo 31,92% em ações ordinárias, correspondentes a 61,62% do capital com direito a voto e 6,74% em ações preferenciais. No leilão, o lote único de ações, com preço mínimo fixado em R\$ 721.756.675,07, foi arrematado por R\$ 938.066.281,00, ao qual se somaram ao preço adicional a importância de R\$ 23.330.867,18 relativo ao deságio de 50% sobre o valor total da Oferta aos Empregados, de 5% do capital social, pela AES Gerasul Empreendimentos Ltda.

Companhia de Transmissão

No âmbito do Estado de São Paulo, o Programa Estadual de Desestatização optou por manter a atividade de transmissão de energia elétrica sob controle do Estado.

Objetivando uma maior flexibilidade operacional do Sistema Elétrico de Transmissão do Estado de São Paulo, a CESP, através da AGE realizada em 25.03.1999, aprovou a aquisição de 49% das ações ordinárias da EPTE – Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A, de propriedade da Fazenda do Estado de São Paulo e da Companhia Paulista de Administração de Ativos – CPA e as transferiu à CTEEP, na época da cisão.

Informações sobre os Valores Mobiliários Emitidos

Nos últimos anos a CESP acessou o mercado de capitais nacional e estrangeiro com o objetivo de captar recursos, por meio da distribuição pública de debêntures, CTEE's e outros títulos.

As Emissões de Debêntures

A CESP efetuou 8 lançamentos de debêntures no mercado. A 1ª, 2ª, 3ª, 5ª, 6ª e 7ª emissões foram devidamente liquidadas, junto aos portadores dos títulos, em seus respectivos vencimentos, permanecendo, em circulação, apenas o 8º lançamento. A 4ª emissão foi alocada para a Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, quando da cisão parcial da CESP em 1999 e seu vencimento foi em setembro de 2001.

A Emissão Pública de Debêntures de 2001

Em 10 de julho de 2001, a CESP efetuou leilão público na BOVESPA da 8ª emissão Debêntures para subscrição pública de 23.000 títulos, no valor total de R\$ 230.000.000,00, todas simples, da espécie subordinada, valor unitário de R\$ 10.000,00, em dezoito séries, com vencimento de 1º de novembro de 2003 até 1º de abril de 2005 quando serão liquidadas (conforme Quadro 8.01).

As Emissões de CTEEs

Quanto aos Certificados a Termo de Energia Elétrica – CTEE's emitidos pela CESP, informamos que foram realizadas 7 emissões. As 4 primeiras emissões já venceram e foram liquidadas. A 5ª emissão no valor total de R\$ 314.014.713,12, com 2.415.312 certificados a termo de energia elétrica para distribuição pública foi emitida em 1.5.1998 e efetivada em 23.12.1998 e já teve o vencimento de suas 13 primeiras séries de 1º de junho de 2000 a 1º de junho de 2001, sendo que a liquidação final ocorrerá em 1 de maio de 2003. Estes CTEE's têm direito a uma remuneração de ANBID + 2% ao ano.

A Emissão de CTEE's de 2000

Em 1.3.2000 a CESP emitiu 2.417.160 Certificados a Termo de Energia Elétrica para distribuição pública e os lançou em 1.9.2000 no valor total de R\$ 372.000.924,00, com vencimento em 1º de setembro de 2003. Os CTEE's emitidos têm direito a uma remuneração de CDI + 2% ao ano. Esta operação foi registrada na CVM em 29.08.2000, sob nos. CVM/SER/CTEE/2000/001 para a 1ª série a CVM/SER/CTEE/2000/024 para a 24ª série.

A Emissão de CTEE's de 2001

Em 1.2.2001 a CESP emitiu 1.214.700 Certificados a Termo de Energia Elétrica para distribuição pública e os lançou em 7.3.2001 no valor total de R\$ 200.000.355,00, com vencimento final em 1º de fevereiro de 2004 e remuneração de CDI + 2% ao ano. Esta operação foi registrada na CVM em 02.03.2001, sob nºs CVM/SER/CTEE/2001/001 para a 1ª série a CVM/SER/CTEE/2001/012 para a 12ª série.

Todas as obrigações inerentes às emissões de títulos acima foram cumpridas pela CESP, de acordo com o estabelecido nas respectivas Escrituras de Emissão e Contratos Mercantis.

A Emissão de Bônus em 2001

Em 15 de fevereiro de 2001, a CESP emitiu Bônus em duas tranches, a primeira, em dólares norte-americanos, no valor de US\$ 300 milhões, com taxa de juros, incluindo spread, de 10,50% a.a. com pagamentos semestrais e, a segunda, em euros, no montante de Euro 200 milhões, com taxa de juros, incluindo spread, de 9,75% a.a., com pagamentos anuais. A emissão não tem garantia e seu prazo total é de 3 anos. As tranches emitidas fazem parte de um programa de medium-term notes de US\$ 700 milhões.

Os recursos dessa operação foram utilizados para liquidar o passivo do bônus de DM 1.075 milhões (operação de maio/1996) devido em 10.05.2001.

A CESP realizou em 09.05.2002, nova operação de bônus, no montante de US\$ US\$ 150 milhões, cujo ingresso de recursos destina-se à liquidação do provável exercício ao "PUT" em 26.06.02, da operação com o JPMorgan (de Junho de 1997) de US\$ 300 milhões.

14.5 – PROJETOS DE INVESTIMENTO

USINA E ECLUSAS DE TRÊS IRMÃOS

A) CARACTERÍSTICAS

01. Localização:	No Rio Tietê, cerca de 28 km de sua confluência com o Rio Paraná.	
02. Objetivo:	Geração de energia elétrica e navegação fluvial.	
03. Executores:	Projeto Básico:	PROMON
	Projeto executivo:	PROMON
	Obras Civas:	Andrade Gutierrez
	Montagem	
	Eletromecânica	
	- Vertedouro	BAREFAME
	- Usina	TENENGE
	Fornecedores de Equipamentos:	CITI – Consórcio Industrial Três Irmãos
04. Comprimento Total da Barragem:	3.710 m	
05. Volume Acumulado no Reservatório:	14.100 x (10) ⁶ (m) ³	
06. Bacia Hidrográfica:	70.600 (km) ²	
07. Área a Desapropriar:	670 km ²	
08. Área de Inundação:	617 km ²	
09. Potência Máxima Prevista:	08 unidades de 161,50 MW totalizando 1.292 MW	
10. Potência Instalada:	05 unidades de 161,50 MW totalizando 807,50 MW	

B) VOLUMES PRINCIPAIS DA USINA

	<u>Previsto</u>	(%) Realizado até <u>31.12.2000</u>	(%) Realizado até <u>31.12.2001</u>
1. Ensecadeira	1.075.367 m ³	100	100
2. Escavações	5.498.031 m ³	100	100
3. Obras de Terra	10.887.665 m ³	100	100
4. Concreto	1.489.027 m ³	100	100
5. Montagem Eletromecânica	32.803 t	75	75,6

C) ECLUSA TRÊS IRMÃOS

1. Tipo:	Tietê
2. Comprimento Total:	282 m (Eclusa I + Eclusa II)
3. Largura:	12,10 m
4. Lâmina D'Água Mínima:	4 m
5. Capacidade de Tráfego:	26.000.000 t/ano
6. Desnível total:	48 m
7. Nível D'Água Mínimo para:	
– Navegação Montante	323 m
– Jusante	277 m

D) CANAL DE INTERLIGAÇÃO DAS ECLUSAS

1. Extensão:	1.000 m
2. Largura:	70 m
3. Nível Máximo:	305,20 m
4. Níveis Operativos:	303,70 a 304,50 m
5. Volumes D'Água Acumulado no Lago Intermediário:	210.000 m ³

E) COMBOIO TIETÊ

1. Largura:	11 m
2. Comprimento Máximo:	137 m
3. Carga Máxima:	2.000 t

F) VOLUMES PRINCIPAIS DAS ECLUSAS E CANAL DE APROXIMAÇÃO À JUSANTE

	<u>Previsto</u>	(%) Realizado até <u>31.12.2000</u>	(%) Realizado até <u>31.12.2001</u>
1. Ensecadeiras	43.918 m ³	100	100
2. Escavações	1.758.366 m ³	100	100
3. Obras de Terra	807.301 m ³	100	100
4. Concreto	414.512 m ³	100	100
5. Montagem Eletromecânica	1.542 t	100	100

G) PROGRAMA DE OBRAS

1. Início das Obras Civis:	Jul/80
2. Desvio – 1ª fase:	Mar/81
3. Desvio – 2ª fase:	Mai/87
4. Fechamento:	Ago/90
5. Geração –	
Grupo 1:	Nov/93
Grupo 2:	Mai/94
Grupo 3:	Ago/96
Grupo 4:	Nov/98
Grupo 5:	Jan/99
Grupo 6:	sem previsão
Grupo 7:	sem previsão
Grupo 8:	sem previsão
6. Operação de Eclusa:	Mar/94

H) ESTÁGIO ATUAL DO PROGRAMA**Físico**

- | | |
|--------------------------|---------------------------|
| 1. Obras Concluídas: | Usina em operação parcial |
| 2. Em andamento: | |
| usina – concreto: | 100% realizado |
| montagem eletromecânica: | 75,6% realizado |

I) CUSTO DA OBRA (A PREÇOS DE DEZEMBRO/2001 EM R\$ MIL)

Usina/Eclusa: R\$ 4.285.666

USINA E ECLUSA DE PORTO PRIMAVERA

A CESP elaborou um “Project Finance” para obtenção de recursos financeiros visando a conclusão das 11 primeiras unidades geradoras desse empreendimento. Esse projeto foi desenvolvido com a participação das empreiteiras de obras civis e consórcio fornecedor de equipamentos e conta com, além de recursos próprios, recursos oriundos da emissão de valores mobiliários, tais como CTEE's e Debêntures.

A) CARACTERÍSTICAS

- | | | |
|-------------------------|--|--|
| 01. Potência Total: | 1.980 MW | |
| 02. Localização: | No Rio Paraná, 267 km à jusante da UHE de Jupiá, divisa do Estado de São Paulo com o Estado de Mato Grosso do Sul à 18 km da cidade de Rosana. | |
| 03. Objetivo: | Suprimento de energia elétrica para o Sistema Brasileiro Interligado | |
| 04. Nº de máquinas: | 18 | |
| 05. Tipo de Máquina: | Turbina Kaplan – gerador vertical com mancal guia superior | |
| 06. Potência Unitária: | 110 MW | |
| 07. Altura de Queda | | |
| Nominal: | 19,20 m | |
| 08. Comprimento Total | | |
| da Barragem: | 11.380 m | |
| 09. Volume Total | | |
| Acumulado no | | |
| Reservatório: | 20.000 x (10) ⁶ (m) ³ | |
| 10. Área inundada: | 2.250 km ² (NA 259,00 m) | |
| 11. Bacia Hidrográfica: | 575.000 (km) ² | |
| 12. Executor: | Projeto Básico e Executivo: | THEMAG |
| | Obras Civis: | Camargo Corrêa |
| | Montagem Eletromecânica: | TECHINT |
| | Fornecedores dos | |
| | Equipamentos Eletromecânicos: | GIPA – Grupamento Industrial Paraná-Parapanema |

B) PROGRAMAS DE OBRAS

1. Início das Obras Cíveis:	Jun/80
2. Desvio 1ª fase (1a etapa)	Dez/81 – Fechamento da Pré-Ensecadeira
3. Desvio 1ª fase (2a etapa)	Dez/82 – Fechamento da Pré-Ensecadeira
4. Desvio 2ª fase	Mai/93 – Rio passando pelo Vertedouro
5. Início do Enchimento – NA 253:	Nov/98
6. Início do Enchimento – NA 257:	Fev/01
7. Entrada em operação para máquinas:	
Grupo 01	jan/1999 (em operação)
Grupo 02	fev/1999 (em operação)
Grupo 03	mar/1999 (em operação)
Grupo 04	jan/2000 (em operação)
Grupo 05	abr/2000 (em operação)
Grupo 06	jul/2000 (em operação)
Grupo 07	out/2000 (em operação)
Grupo 08	fev/2001 (em operação)
Grupo 09	abr/2001 (em operação)
Grupo 10	jul/2001 (em operação)
Grupo 11	out/2001 (em operação)
Grupo 12	jan/2002 (em operação)
Grupo 13	out/2002
Grupo 14	nov/2003
Grupo 15	será montada até as palhetas fixas
Grupo 16	será montada até o aro da câmara do rotor
Grupo 17	será montada até o aro da câmara do rotor
Grupo 18	será montada até o aro da câmara do rotor
7. Operação da Eclusa Temporária:	Jul/1982
Operação da Eclusa Definitiva:	Jan/1999

C) ESTÁGIO DO PROGRAMA FÍSICO (USINA E ECLUSA)

<u>Serviços</u>	<u>Un.</u>	<u>Quantidade</u>	<u>(%) realizado até 31.12.2000</u>	<u>(%) realizado até 31.12.2001</u>
Escavações Comum (*)	m³	11.216.756	99,2	99,5
Escavações em Rocha	m³	4.327.020	100,0	100,0
Obras de Terra	m³	15.006.579	97,4	99,3
Ensecadeira	m³	13.868.344	100,0	100,0
Concreto (*)	m³	2.191.366	99,1	99,5
Montagem (*)	t	68.333	65,1	77,6

(*) Incluída a escavação em arenito escarificável.

D) CUSTO DA OBRA (A PREÇOS DE DEZEMBRO/2001 EM R\$ MIL)

Usina/Eclusa: R\$ 13.422.500

REALIZADO ECONÔMICO 2000 / INVESTIMENTOS 2001 – R\$ MIL

	<u>Ano 2000</u>	<u>Ano 2001</u>
UHE Eng. Sérgio Motta (pp)	797.904	665.859
UHE Três Irmãos	27.809	15.940
Outras Obras de Geração	17.301	23.456
Transmissão Energia Elétrica	16.582	5
Serviços Auxiliares Gerais	182	3
Administração	15.653	22.774
Outros	11.507	1.212
Total Geral	886.938	729.248

15.1 – PROBLEMAS AMBIENTAIS

A CESP tem procurado cumprir com os compromissos ambientais assumidos, realizando as atividades em conformidade com sua Política de Meio Ambiente e com a legislação ambiental em vigor, de modo a evitar incorrer em ações que possam gerar qualquer tipo de notificação ou infração ambiental.

No ano de 2001, não ocorreram acidentes ambientais e tampouco houve paralisação das atividades da empresa. Porém foram encaminhadas à CESP algumas notificações, com recomendações de medidas a serem implementadas e foram aplicadas algumas infrações ambientais, conforme mostra o quadro a seguir:

<u>Empreendimento</u>	<u>Instituição</u>	<u>Motivo da Autuação</u>	<u>Documento</u>	<u>Data</u>
UHE Porto Primavera	Ibama/MS	Atear fogo em mata nativa sem autorização do órgão ambiental	AI/052733	22.09.2001
UHE Jupia	Polícia Florestal/SP	Cortar vegetação natural sem autorização ambiental	AI/13007	17.05.2001
UHE Porto Primavera	DEPRN	Retirar invasores na margem direita do córrego do Veado	NT/sn°	20.04.2001
UHE Porto Primavera	DEPRN	Complementar reflorestamento de 21 ha no reassentamento Lagoinha	NT/sn°	20.04.2001
UHE Porto Primavera	DEPRN	Retirar invasores na região conhecida como Alemoa na margem esquerda do rio do Peixe	NT/sn°	20.04.2001
UHE Porto Primavera	DEPRN	Retirar gado da reserva florestal do reassentamento rural da Faz. Santo Antonio, colocar placas e reflorestar 100 ha	NT/sn°	20.04.2001
UHE Ilha Solteira	Ibama/MS	Danos causados em área de preservação permanente	NT/140080	19.04.2001
UHE Jupia	Polícia Ambiental Militar/MS	Provocar a morte de peixes devido à redução de vazão	AI/3043	23/01/2001

AI – auto de infração ambiental, NT – notificação

Para todos os autos de infração foi apresentado recurso e a empresa aguarda julgamento.

Os programas Unidade de Conservação e Reflorestamento Ciliar, previstos para a UHE Três Irmãos, sofreram atraso no cronograma de execução. A CESP apresentou à SMA/SP, propostas alternativas aos compromissos inicialmente previstos, visando torná-los exequíveis.

No caso do Programa Unidade de Conservação, aguarda-se manifestação por parte da SMA/SP, quanto à proposta apresentada.

O Programa de Reflorestamento Ciliar é subdividido em áreas próprias e fomento florestal. No primeiro caso, a previsão inicial era a conclusão em 2000, restando atualmente a implantação de 340 ha, que deverão ser concluídos até 2003. No caso do fomento florestal, também aguarda-se a resposta da SMA/SP, à proposta apresentada pela CESP.

16.1 – AÇÕES JUDICIAIS COM VALOR SUPERIOR A 5% DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO OU DO LUCRO LÍQUIDO

<u>Item</u>	<u>Descrição</u>	<u>% Patrimônio Líquido</u>	<u>% Lucro Líquido</u>	<u>Provisão</u>	<u>Valor (Reais Mil)</u>
01	Trabalhista	-	-	Não	-
02	Fiscal/Tributária	-	-	Não	-
03	Outras	-	-	Não	-

17.1 – OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS

As transações, relativas às aquisições de energia de maior relevância com empresas relacionadas ao setor de energia elétrica, durante o ano de 2001, são:

<u>Empresa</u>	<u>R\$ mil</u>	<u>GWH</u>	<u>Participação % (1)</u>
Eletropaulo Metropolitana S.A.	598.483	11.593	37
Bandeirante Energia S.A.	270.302	5.266	17
Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL	345.000	6.746	21
ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A.	254.874	5.849	19
Cia. Piratininga de Força e Luz	43.651	789	2

(1) em relação à receita operacional bruta.

18.1 – ESTATUTO SOCIAL

ESTATUTO SOCIAL

Capítulo I

Da denominação, sede, objeto e duração da sociedade

Artigo 1º) A CESP – Companhia Energética de São Paulo reger-se-á pelo presente Estatuto e pela legislação aplicável.

Artigo 2º) Constitui objeto da sociedade:

- I) estudo, planejamento, projeto, construção e operação de sistemas de produção, transformação, transporte e armazenamento, distribuição e comércio de energia, principalmente a elétrica, resultante do aproveitamento de rios e outras fontes, mormente as renováveis;
- II) estudo, planejamento, projeto, construção e operação de barragens de acumulação e outros empreendimentos, destinados ao aproveitamento múltiplo das águas;
- III) participação nos empreendimentos que tenham por finalidade a indústria e o comércio de energia, principalmente a elétrica, bem como a prestação de serviços que, direta ou indiretamente, se relacione com esse objeto;
- IV) estudo, projeto, execução de planos e programas de pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia, principalmente as renováveis, diretamente ou em cooperação com outras entidades;
- V) estudo, elaboração, execução de planos e programas de desenvolvimento econômico em regiões de interesse da sociedade, seja diretamente ou em colaboração com outros órgãos estatais ou particulares, bem como o fornecimento de informações e assistência para auxílio da iniciativa privada ou estatal, que visem a implantação de atividades econômicas, culturais, assistenciais e sociais naquelas regiões, para o cumprimento de sua função social em benefício da comunidade;
- VI) estudo, projeto, execução de florestamento e reflorestamento de árvores, comercialização e industrialização de árvores, de madeiras e subprodutos decorrentes dessas atividades;
- VII) pesquisa, lavra, exploração e aproveitamento de recursos minerais, principalmente energéticos;
- VIII) participação em outras sociedades, como sócia, acionista ou quotista.

Artigo 3º) A sociedade, com duração por tempo indeterminado, sede e foro na Capital do Estado de São Paulo, poderá abrir e extinguir filiais, sucursais, agências, escritórios ou representações em quaisquer pontos do território nacional, a critério da Diretoria, e no exterior, por proposta da Diretoria e deliberação do Conselho de Administração.

Capítulo II

Do capital social, das ações e dos acionistas

Artigo 4º) O capital social autorizado é representado por 101.653.774.620 (cento e um bilhões, seiscentos e cinquenta e três milhões, setecentas e setenta e quatro mil, seiscentas e vinte) ações, sendo 52.663.112.580 (cinquenta e dois bilhões, seiscentos e sessenta e três milhões, cento e doze mil, quinhentas e oitenta) ações ordinárias e 48.990.662.040 (quarenta e oito bilhões, novecentos e noventa milhões, seiscentas e sessenta e duas mil e quarenta) ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo 1º) O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 2.655.433.454,45, (dois bilhões, seiscentos e cinquenta e cinco milhões, quatrocentos e trinta e três mil, quatrocentos e cinquenta e quatro reais e quarenta e cinco centavos) dividido em 93.698.261.790 (noventa e três bilhões, seiscentos e noventa e oito milhões, duzentas e sessenta e uma mil, setecentas e noventa) ações, sendo 48.541.651.560 (quarenta e oito bilhões, quinhentos e quarenta e um milhões, seiscentas e cinquenta e uma mil, quinhentas e sessenta) ordinárias e 45.156.610.230 (quarenta e cinco bilhões, cento e cinquenta e seis milhões, seiscentas e dez mil, duzentas e trinta) preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo 2º) A sociedade, mediante deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, está autorizada a aumentar o capital social até o limite referido no “caput” deste artigo, emitindo as ações correspondentes a cada espécie, respeitada a proporção das ações existentes.

Parágrafo 3º): Na emissão de ações, dentro do limite do capital autorizado, será fixado:

- a) quantidade, espécies e classe de ações.
- b) preço da emissão.
- c) demais condições de subscrição e integralização em virtude de exigências da Lei nº 6.404, de 15.12.76.

Parágrafo 4º) O disposto no parágrafo 2º deste artigo não se aplica na hipótese de aumento de capital mediante integralização de bens, que dependerá de aprovação de Assembléia Geral, nos termos da Lei nº 6.404, de 15.12.76.

Parágrafo 5º) A sociedade também poderá emitir bônus de subscrição, observado o limite do capital autorizado, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Parágrafo 6º) Os acionistas que deixarem de realizar as integralizações nas condições fixadas ficarão de pleno direito constituídos em mora e sujeitos ao pagamento de juros de 1% (um por cento) ao mês, correção monetária, segundo índice a ser definido pelo Conselho de Administração, e multa de 10% (dez por cento), calculados sobre os valores em atraso, sem prejuízo das demais providências legais cabíveis.

Parágrafo 7º) Por deliberação do Conselho de Administração, a sociedade poderá adquirir ações de sua própria emissão para fins de cancelamento ou manutenção em tesouraria, determinar sua revenda ou recolocação no mercado, observadas as normas legais e demais disposições aplicáveis, inclusive aquelas expedidas pela CVM – Comissão de Valores Mobiliários.

Artigo 5º) As ações preferenciais terão as seguintes características:

- I) a prioridade de reembolso no capital, sem direito a prêmio no caso de liquidação da sociedade;
- II) dividendo prioritário, não cumulativo, de 10% (dez por cento) ao ano;
- III) direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, e um do Conselho Consultivo, escolhidos pelos titulares das ações, em votação em separado;
- IV) direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes de correção monetária e da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias;
- V) não terão direito a voto e serão irredimíveis.

Artigo 6º) Cada ação ordinária nominativa terá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembléias Gerais.

Artigo 7º) Os acionistas, observadas as disposições legais, poderão:

- I) converter ações da espécie ordinária em preferencial ou vice-versa, desde que integralizadas. As conversões serão realizadas em épocas a serem determinadas pela Diretoria, em períodos não inferiores a 15 (quinze) dias consecutivos, obedecidas as seguintes condições:
 - a) os acionistas deverão, para a utilização do benefício, ter gozado de todos os direitos referentes às ações possuídas e apresentar, no ato da conversão, os documentos de identidade;
 - b) em cada período de conversão de espécies, o acionista poderá formular pedidos de conversão de até 3% (três por cento) do capital social e o montante dos pedidos formulados não poderá exceder a 5% (cinco por cento) do capital social.
- II) a companhia poderá autorizar a instituição depositária encarregada do registro das ações escriturais a cobrar do acionista, observados os limites fixados pela Comissão de Valores Mobiliários, o custo do serviço de transferência da propriedade das ações escriturais.

Artigo 8º) Em caso de aumento de capital social, aos acionistas se confere o direito de preferência para subscrição das ações correspondentes ao aumento, na proporção do número das ações possuídas, observado o disposto no Artigo 171 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo Único – O disposto neste artigo não se aplica aos casos de aumento de capital efetuados para cumprir os Artigos 3º e 4º do Decreto-Lei nº 1.497, de 20.12.76, e Artigo 6º da Lei nº 4.364, de 22.07.64, na redação dada pelo Artigo 2º da Lei nº 5.875, de 11.05.73, Artigo 18 da Lei nº 4.156, de 28.11.62, na redação dada pela Lei nº 4.676, de 16.06.65, bem como nos casos de aumento de capital dentro do limite autorizado, segundo as hipóteses previstas nos incisos I e II do Artigo 172 da Lei nº 6.404, de 15.12.76.

Capítulo III Dos órgãos da sociedade

Artigo 9º) São órgãos da sociedade:

- I. a Assembléia Geral;
- II. o Conselho de Administração;
- III. a Diretoria;
- IV. o Conselho Técnico Operacional;
- V. o Conselho Consultivo;
- VI. o Conselho Fiscal.

Seção I – Da Assembléia Geral

Artigo 10) A Assembléia Geral reunir-se-á ordinariamente até o dia 30 de abril de cada ano, na forma da lei, a fim de:

- a) tomar as contas dos administradores relativas ao último exercício social;
- b) examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- c) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- d) eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes;
- e) eleger, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração;
- f) fixar os honorários dos membros do Conselho Fiscal, Conselho de Administração e da Diretoria.

Artigo 11) A Assembléia Geral realizar-se-á extraordinariamente sempre que convocada pelo Conselho de Administração, pelo Conselho Fiscal, ou pelos acionistas, na forma da lei.

Parágrafo único – Dentro do limite do capital autorizado, a Assembléia Geral pode aprovar a outorga de opção de compra de ações, na forma da Lei nº 6.404, de 15.12.76.

Artigo 12) As Assembléias Gerais serão presididas pelo Presidente do Conselho de Administração, ou pelo seu substituto, que escolherá o Secretário.

Seção II – Do Conselho de Administração

Artigo 13) O Conselho de Administração será constituído de 16 (dezesesseis) membros, todos acionistas, eleitos pela Assembléia Geral.

Parágrafo 1º) O Conselho de Administração terá um Presidente e um Vice-Presidente, eleitos por este.

Parágrafo 2º) Os honorários e demais vantagens dos membros do Conselho de Administração serão fixados pela Assembléia Geral.

Parágrafo 3º) Os membros do Conselho de Administração, ao início e término do mandato, apresentarão obrigatoriamente declaração de bens, registrada em livro próprio.

Artigo 14) O mandato dos membros do Conselho de Administração será de 3 (três) anos, admitida a reeleição.

Parágrafo Único – Terminado o prazo do mandato, os membros do Conselho de Administração permanecerão nos cargos até a posse dos sucessores.

Artigo 15) Os membros do Conselho de Administração serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas do Conselho de Administração.

Artigo 16) Ocorrendo vaga, por qualquer motivo, no Conselho de Administração, o Presidente do Conselho poderá preenchê-la “ad referendum” da Assembléia Geral, exercendo o substituto o mandato pelo prazo restante.

Parágrafo 1º) O Presidente do Conselho de Administração será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente, ou, na falta deste, por outro Conselheiro por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais membros do Conselho.

Parágrafo 2º) No caso de vaga do cargo de Presidente do Conselho, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Conselho escolha seu novo titular, exercendo o substituto o mandato pelo prazo restante.

Artigo 17) Compete ao Conselho de Administração:

- I) fixar a orientação geral dos negócios da sociedade;
- II) eleger e destituir a Diretoria da sociedade, fixando as atribuições dos seus membros;
- III) eleger o Conselho Consultivo, fixando-lhes as atribuições;
- IV) fiscalizar a gestão da Diretoria, examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da sociedade, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração, e praticar quaisquer outros atos necessários ao exercício de suas funções;
- V) convocar a Assembléia Geral nos casos previstos em lei ou quando julgado conveniente;
- VI) manifestar-se sobre o relatório da Administração e as contas da Diretoria;
- VII) deliberar sobre as recomendações da Diretoria quanto à aquisição, alienação ou oneração de bens, móveis ou imóveis, pertencentes ao patrimônio da sociedade, captação de recursos mediante emissão de Notas Promissórias, Certificados a Termo de Energia Elétrica, constituição de ônus reais e a prestação de garantias em operações de interesse da sociedade, quando a operação ultrapassar a 2% (dois por cento) do capital social atualizado pelos índices da correção monetária até o último dia do mês anterior;
- VIII) aprovar, por proposta da Diretoria, os planos e os orçamentos anuais e plurianuais econômico-financeiros e de execução de obras;
- IX) escolher e destituir auditores independentes;
- X) deliberar sobre os assuntos que lhe forem submetidos pela Diretoria;
- XI) submeter à Assembléia Geral proposta de reforma de Estatuto Social e de aumento de capital além do limite autorizado;
- XII) deliberar sobre aumento de capital, emissão, compra e cancelamento de ações, em conformidade com os parágrafos 2º, 5º, 6º e 7º do Artigo 4º deste Estatuto.

Artigo 18) O Conselho de Administração reunir-se-á quando convocado pelo Presidente ou por solicitação da maioria dos seus membros.

Parágrafo Único – O Conselho de Administração reunir-se-á com a presença da maioria dos seus membros e deliberará pelo voto da maioria dos presentes, tendo o Presidente, além do voto próprio, o de qualidade.

Seção III – Da Diretoria

Artigo 19) A Diretoria compor-se-á de até 7 (sete) membros, sendo 1 (um) Presidente e os demais Diretores, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com as atribuições por este fixadas.

Parágrafo Único – Os honorários e demais vantagens dos membros da Diretoria serão fixados pela Assembléia Geral.

Artigo 20) O mandato dos membros da Diretoria será de 3 (três) anos, admitida a reeleição.

Parágrafo Único – Terminado o prazo do mandato, os membros da Diretoria permanecerão nos cargos até a posse dos sucessores.

Artigo 21) Os membros da Diretoria serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas das reuniões da Diretoria, devendo cada membro, antes de entrar em exercício, apresentar por escrito, ao início e ao término da gestão, declaração de bens pessoais, registrada em livro próprio.

Artigo 22) Ocorrendo vaga na Diretoria, a qualquer título, excetuada a de Presidente da sociedade, será por este indicado, “ad referendum” do Conselho de Administração, o substituto, que exercerá o mandato pelo tempo restante do substituído.

Artigo 23) Compete à Diretoria:

- I) praticar todos os atos necessários ao funcionamento regular da sociedade;
- II) aprovar o regimento interno e os regulamentos da sociedade;
- III) propor ao Conselho de Administração as diretrizes fundamentais da Administração, que devam por este ser apreciadas;
- IV) submeter ao Conselho de Administração proposta de aumento do capital e de reforma do estatuto social;
- V) recomendar ao Conselho de Administração a aquisição, alienação ou oneração de bens móveis ou imóveis, pertencentes ao patrimônio da sociedade, captação de recursos mediante emissão de Notas Promissórias, Certificados a Termo de Energia Elétrica, constituição de ônus reais e a prestação de garantias em operações de interesse da sociedade, quando a operação ultrapassar a 2% (dois por cento) do capital social atualizado pelos índices da correção monetária até o último dia do mês anterior, e deliberar quando a operação for inferior a esse limite;
- VI) apresentar ao Conselho de Administração os planos e orçamentos anuais e plurianuais econômico-financeiros e de execução de obras.

Artigo 24) A Diretoria reunir-se-á por convocação do Presidente da sociedade, com a presença da maioria de seus membros.

Parágrafo 1º) As decisões da Diretoria tomar-se-ão por maioria de votos dos membros presentes, tendo o Presidente da sociedade, além do voto pessoal, o de qualidade.

Parágrafo 2º) Caberá a qualquer membro da Diretoria, ressalvadas as competências legais e estatutárias, a representação judicial e extrajudicial da sociedade.

Parágrafo 3º) Os documentos que envolvam responsabilidade financeira da sociedade ou exonerem terceiros de responsabilidade conterão a assinatura de 2 (dois) membros da Diretoria, de 1 (um) membro e de 1 (um) procurador, ou de 2 (dois) procuradores com poderes especiais, nos limites e condições estabelecidos pela Diretoria.

Parágrafo 4º) Poderá a Diretoria constituir também um ou mais procuradores, “ad judicia”, ou para o fim especial de: endossar cheques para depósito em conta-corrente bancária da sociedade; emitir ordens de pagamento, nos limites e condições estabelecidos pela Diretoria; assinar contratos de trabalho e receber, em nome da sociedade, citações, notificações e intimações.

Artigo 25) Compete a qualquer membro da Diretoria, além de exercer os poderes conferidos pelo presente Estatuto, as atribuições que lhes serão fixadas pelo Conselho de Administração.

Artigo 26) Compete ao Presidente da sociedade:

- I) superintender todos os negócios e a política geral da sociedade;
- II) convocar e presidir os trabalhos da Diretoria;
- III) convocar e presidir as reuniões do Conselho Técnico Operacional e do Conselho Consultivo, devendo representá-los perante o Conselho de Administração;
- IV) conceder licença aos membros da Diretoria e indicar-lhes substitutos, na forma do Artigo 22;
- V) criar e extinguir cargos ou funções, fixando-lhes a remuneração.

Artigo 27) Compete ao Diretor-Financeiro substituir o Presidente em seus impedimentos temporários e licenças.

Seção IV – Do Conselho Técnico Operacional

Artigo 28) O Conselho Técnico Operacional constituir-se-á da Diretoria, dos Presidentes ou Vice-Presidentes das subsidiárias, controladas e coligadas.

Parágrafo Único – A participação no Conselho Técnico Operacional será sem ônus para a sociedade.

Artigo 29) O Conselho Técnico Operacional reunir-se-á sempre que o Presidente da sociedade convocar.

Artigo 30) O Conselho Técnico Operacional constitui o instrumento formal de veiculação e debates das políticas e diretrizes da sociedade.

Seção V – Do Conselho Consultivo

Artigo 31) O Conselho Consultivo constituir-se-á de membros escolhidos anualmente pelo Conselho de Administração, a seu exclusivo critério, dentre representantes indicados pelas entidades com as quais a sociedade mantém convênio para pesquisa e estudo de assuntos relacionados com seu objeto social.

Parágrafo 1º) O número de membros, as atribuições e os honorários do Conselho Consultivo serão fixados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo 2º) O Conselho Consultivo será presidido pelo Presidente da sociedade e reunir-se-á sempre que este o convocar.

Seção VI – Do Conselho Fiscal

Artigo 32) O Conselho Fiscal, obedecidas as disposições legais, compor-se-á de 5 (cinco) membros efetivos e 5 (cinco) suplentes, com mandato de 1 (um) ano, eleitos pela Assembléia Geral Ordinária, permitida a reeleição.

Parágrafo 1º) Os honorários dos membros do Conselho Fiscal fixar-se-ão pela Assembléia Geral Ordinária.

Parágrafo 2º) Os membros do Conselho Fiscal deverão, ao início e término do mandato, apresentar declaração de bens, que será registrada em livro próprio.

Parágrafo 3º) Um dos membros do Conselho Fiscal e respectivo suplente serão eleitos pelos titulares das ações ordinárias minoritárias e outro pelos titulares de ações preferenciais.

Artigo 33) Na hipótese de vacância ou impedimento de membro efetivo, convocar-se-á o respectivo suplente.

Artigo 34) As atribuições do Conselho Fiscal são as fixadas em lei, e seu funcionamento será permanente.

Capítulo IV Do exercício social

Artigo 35) O exercício social terá início em 1º de janeiro e terminará no dia 31 de dezembro de cada ano. A 30 de junho e no encerramento do exercício levantar-se-á o balanço patrimonial da sociedade e serão elaboradas as demonstrações de lucros e prejuízos acumulados, resultado do exercício e origens e aplicação dos recursos.

Parágrafo 1º) A distribuição dos resultados apurados em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano far-se-á semestralmente.

Parágrafo 2º) Caberá à Assembléia Geral deliberar, até 31 de outubro de cada ano, sobre a distribuição de dividendos baseados nos lucros apurados no balanço semestral de 30 de junho.

Parágrafo 3º) Antes da distribuição dos dividendos serão deduzidos 5% (cinco por cento) para constituição da reserva legal, até o limite de 20% (vinte por cento) do capital social.

Artigo 36) Os juros sobre investimentos realizados com capital próprio, contados na forma dos parágrafos 2º e 4º do Artigo 159 do Decreto Federal nº 41.019, de 26.02.57, com a complementação introduzida pelo Decreto nº 54.938, de 04.11.64, serão acrescidos ao custo das obras e anualmente transferidos para conta especial de reserva e posterior transformação em capital, na forma do Artigo 38.

Artigo 37) Após a dedução para a reserva legal e aquela prevista no artigo anterior, os lucros líquidos distribuir-se-ão na seguinte ordem:

- I) dividendo de 10% (dez por cento) ao ano às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio em reais a esta espécie de ações;
- II) dividendos até 10% (dez por cento) ao ano às ações ordinárias, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio em reais a esta espécie de ações;
- III) até 20% (vinte por cento) do saldo à disposição da Assembléia, para reinversão na expansão das atividades previstas no Artigo 2º, até o limite de 10% (dez por cento) do capital social;
- IV) distribuição do saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, em igualdade de condições.

Parágrafo 1º) Os dividendos serão calculados com base no capital integralizado.

Parágrafo 2º) O pagamento de juros a título de remuneração de capital próprio poderá ser deduzido do montante de dividendos a pagar.

Artigo 38) A capitalização de lucros em suspenso, reservas, correção monetária de qualquer modalidade ou, ainda, a capitalização de fundos de qualquer natureza beneficiará o capital subscrito, com ou sem modificações do número de ações.

Capítulo V Da dissolução

Artigo 39) A sociedade se dissolverá nos casos previstos em lei, competindo à Assembléia Geral determinar o modo de liquidação, nomear o liquidante e eleger o Conselho Fiscal que deva funcionar durante o período de liquidação.

Capítulo VI Das disposições gerais

Artigo 40) A sociedade contribuirá para um fundo de Assistência Social aos seus empregados, mediante subvenção anual fixada pela Assembléia Geral Ordinária, por proposta da Diretoria.

Parágrafo Único – a aplicação do fundo a que se refere este artigo ficará a cargo da Fundação CESP.

Artigo 41) A sociedade será regulada pelo presente Estatuto e, para todos os fins e efeitos de direito, observará e adotará, no que lhe for aplicável, as disposições da legislação do Estado de São Paulo, relativa às entidades por ele controladas.

Artigo 42) A sociedade terá, na sua direção, um representante dos seus empregados.

Artigo 43) O representante, empregado da empresa, será indicado ao órgão competente por um Conselho de Representantes eleito pelos empregados.

Parágrafo 1º) O Conselho de Representantes será integrado exclusivamente por empregados da sociedade.

Parágrafo 2º) A composição e as atribuições do Conselho de Representantes serão definidas em regulamento próprio.

O presente Estatuto Social, originariamente aprovado na AGE de 27.10.1977 (Ata arquivada na JUCESP sob nº 695.553/77 em reunião de 08.11.1977) foi consolidado através da AGE de 16.09.1994 (Ata arquivada na JUCESP sob nº 143.095/94-8 em reunião de 27.09.1994).

Alterações:

AGE	de 29.12.1994,	arquivada na JUCESP sob nº	6.105/95-6,	11.01.1995.
AGOE	de 28.04.1995,	arquivada na JUCESP sob nº	83.245/95-9,	26.05.1995.
AGOE	de 26.04.1996,	arquivada na JUCESP sob nº	70.159/96-8,	15.05.1996.
AGOE	de 25.04.1997,	arquivada na JUCESP sob nº	74.936/97-9,	26.05.1997.
AGE	de 10.12.1997,	arquivada na JUCESP sob nº	208.082/97-9,	26.12.1997.
AGOE	de 28.04.1998,	arquivada na JUCESP sob nº	71.372/98-2,	19.05.1998.
AGE	de 23.07.1998,	arquivada na JUCESP sob nº	118.440/98-6,	04.08.1998.
AGE	de 26.03.1999,	arquivada na JUCESP sob nº	101.241/99-9	24.04.1999.

ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO PARA APROVAR A 8ª EMISSÃO
REALIZADA EM 28.01.2002



GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO



CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO
C.N.P.J. 00.933.663/0001-78
NIRE - 35300011996

EXTRATO DA ATA DA QUADRINGENTÉSIMA QÜINQUAGÉSIMA OITAVA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Aos 28 (vinte e oito) dias do mês de janeiro de 2002, às 09:00 horas, por convocação do Sr. Presidente do Conselho de Administração, em caráter ordinário, na forma do disposto no Artigo 18 do Estatuto Social, na sala de reuniões situada na Rua Bela Cintra, 847 - 10o andar, São Paulo, reuniram-se os membros do Conselho de Administração da CESP - Companhia Energética de São Paulo, senhores abaixo nomeados e assinados. Cumpridas as formalidades legais o Sr. Presidente do Conselho de Administração, Mauro Guilherme Jardim Arce, deu início aos trabalhos, justificando a ausência dos Conselheiros Carlos Pedro Jens e Nelson Vieira Barreira. Em seguida, passou o Sr. Presidente do Conselho de Administração ao item III da pauta, "8ª Emissão de CTEE's - R\$ 250.020.000,00", solicitando ao Presidente da CESP, Guilherme Augusto Cirne de Toledo, e ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, Vicente Kazuhiro Okazaki, que apresentassem a matéria, o que foi feito com base na Resolução da Diretoria nº 1004/14/1116ª, de 17/01/2002. Neste sentido, a Empresa efetuará uma cotação no mercado para a escolha da instituição que coordenará a presente emissão, nas condições abaixo:

CTEE's

- * Valor : R\$ 250.020.000,00;
- * Forma de Colocação : R\$ 250.020.000,00 mediante leilão público na BM&F, com integralização a vista em moeda corrente;
- * Data de Emissão : 01.03.2002;
- * Prazo : 48 (quarenta e oito) meses, contados da emissão;
- * Séries : 18 (dezoito) séries;
- * Quantidade : 25.002 CTEE's, divididos em 18 séries de 1.389 títulos.
- * Forma de Pagamento : Mensal, sucessiva e consecutiva;
- * Valor Unitário : R\$ 10.000,00;
- * Remuneração indicativa : CDI + 2% a.a.; base 252 dias;
- * Carência : 30 (trinta) meses, contados da emissão;
- * Vencimento de cada série : Mensal e consecutivo a partir do término da carência;
- * Forma de Pagamento : Mensal, sucessiva e consecutiva;
- * Demais condições constarão obrigatoriamente do Contrato Mercantil.
- * Custos : Serão de responsabilidade da Emissora todos os custos referentes à emissão, tais como: Publicação de Avisos, Atas, Anúncios, Registros na CVM, na CETIP, leilão na BM&F, Junta Comercial, Prospectos, Cartório, Assessoria Jurídica, Banco Mandatário e Liquidante, Agência de Classificação de Risco (Rating), se for o caso;
Os custos serão determinados após a definição da instituição que coordenará o processo de colocação na CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

..... Colocada a matéria em discussão e a seguir em votação, resultou aprovada por unanimidade.

Esta ata, depois de aprovada, segue assinada pelos Conselheiros de Administração presentes, Mauro Guilherme Jardim Arce - Presidente, Ruy Martins Altenfelder Silva, Fernando Carvalho Braga, Fernando José Tenório Acosta, Gustavo de Sá e Silva, José Alexandre Nogueira de Resende, Lívio Antonio Gioso, Lucia Maria Dai Medico, Luiz de Freitas Bueno, Mauro Bragato, Miguel Carlos Fontoura da Silva Kozma, Norberto de Franco Medeiros e Sívio Aleixo. Declaro que o presente trecho da Ata da Reunião do Conselho de Administração de 28.01.2002 confere com o original transcrito em livro próprio. São Paulo, 28 de janeiro de 2002. Mauro Guilherme Jardim Arce, Presidente do Conselho de Administração. Lígia Oliveira da Cruz Ferreira, Secretária Executiva do Conselho de Administração, Secretária de Justiça e Defesa da Cidadania. Junta Comercial do Estado de São Paulo. Certifico o registro sob o nº 36.635/02-9 em 25.02.2002. José Darklman Trigo, Secretário Geral.



SECRETARIA
DE ENERGIA



ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO PARA APROVAR A 8ª EMISSÃO
REALIZADA EM 08.04.2002





EDITAL

CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO

CNP.J Nº 60.933.603/0001-78

NIRE Nº 35300011896

EXTRATO DA ATA DA QUADRINGENTÉSIMA SEXAGÉSIMA TERCEIRA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Aos 08 (oito) dias do mês de abril de 2002, às 09:00 horas, por convocação do Sr. Presidente do Conselho de Administração, em caráter ordinário, na forma do disposto no Artigo 18 do Estatuto Social, na sala de reuniões situada na Rua Bela Cintra, 847 - 10º andar, São Paulo, reuniram-se os membros do Conselho de Administração da CESP - Companhia Energética de São Paulo, senhores abaixo nomeados e assinados. Cumpridas as formalidades legais..... o Sr. Presidente do Conselho de Administração, Mauro Guilherme Jardim Arce, deu início aos trabalhos, justificando a ausência dos Conselheiros Carlos Pedro Jens, Gustavo de Sá e Silva e Luiz de Freitas Bueno. Dando prosseguimento à reunião, passou o Sr. Presidente do Conselho de Administração ao **Item IV** da pauta. **"Reti-ratificação das condições da 8ª emissão de CTEE's"**, solicitando ao Presidente da CESP, Guilherme Augusto Cirne de Toledo, e ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, Vicente Kazuhiro Okazaki, que apresentassem a matéria, a que foi feito com base na Resolução de Diretoria nº 1140/02/1124*, de 21/03/2002, e na Proposta ao Conselho de Administração, cujo teor é o seguinte: **"PROPOSTA AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO. Reti-Ratificação. Na 458ª Reunião do Conselho de Administração de 28.01.2002, a Empresa foi autorizada a efetuar a emissão pública de CTEE's no montante de R\$ 250.020.000,00 (duzentos e cinquenta milhões e vinte mil reais), bem como adotar as providências necessárias para a contratação do Coordenador, Banco Mandatário e Liquidante, Assessoria Jurídica e Agência de "Classificação de Risco", se houver. Foram convidadas 14 (quatorze) instituições financeiras, com ampla experiência na estruturação de operações de captação de recursos no mercado doméstico, e apresentarem propostas para atuarem como Coordenador do processo perante a CVM. Recebemos apenas 2 (duas) propostas, que após análise das alternativas apresentadas, concluímos que a do Banco Santander é a que oferece as melhores condições. Considerando que a proposta apresenta alguns parâmetros diferentes do anteriormente aprovado, submetemos à apreciação desse Conselho de Administração os ajustes necessários:**

CTEE's	
Valor:	R\$ 250.019.831,88;
Forma de Colocação:	R\$ 250.019.831,88, em regime de "Garantia Firme", mediante leilão público na BM&F, com integralização a vista, em moeda corrente nacional; Não será admitido deságio no Lelão;
Quantidade:	1.205.031 CTEE's, divididos em 18 séries, sendo 15 séries de 66.946 títulos e 3 séries de 66.947 títulos.
Valor Unitário:	R\$ 207,48, (duzentos e sete reais e quarenta e oito centavos), equivalente a 1 megawatt/hora da Tarifa B-3 da CPFL, vigente na data de emissão.
Remuneração indicativa:	CDI + 2,5% a.a.; base 252 dias; Remuneração: a) Resgate Físico: Variação da Tarifa de Fornecimento B-3, de 1(hum) megawatt/hora da CPFL. b) Resgate Financeiro: o maior valor dentre: - CDI + 2,5% a.a.; - Variação da Tarifa de Fornecimento B-3, de 1 megawatt/hora da CPFL.
Comissão de Coordenação:	1,75% sobre o valor total dos títulos emitidos, limitado ao valor da emissão (R\$ 250.019.831,88).
Das Garantias e do Poder Liberatório:	A partir da data de vencimento de cada série, caso a CESP não efetue o pagamento da totalidade ou parte das parcelas, as mesmas gozarão de poder liberatório para pagamento e quitação de contas de fornecimento de energia elétrica da CPFL, mantendo-se as curvas de resgate financeiro originais, bem como multa não compensatória de 2% (dois por cento) sobre o montante apurado da dívida. Os títulos recebidos pela CPFL, como pagamento de conta de fornecimento de energia elétrica, poderão ser utilizados para quitação das suas contas de suprimento junto à CESP. O referido papel, se vencido e não pago, total ou parcialmente, gozará, ainda, de poder liberatório para quitação de quaisquer créditos contra a CESP, pelo prazo de 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias.
As demais condições permanecem inalteradas. Guilherme Augusto Cirne de Toledo, Presidente". Após apresentados todos os esclarecimentos, o Sr. Presidente do Conselho de Administração colocou a matéria em votação, resultando aprovada por unanimidade.	

Esta ata, depois de aprovada, segue assinada pelos Conselheiros de Administração presentes. Mauro Guilherme Jardim Arce – Presidente, Ruy Martins Altenfelder Silva, Fernando Carvalho Braga, Fernando José Tenório Acosta, Lucia Maria Dal Medico, Miguel Carlos Fontoura da Silva Kozma, Nelson Vieira Barreira, Nereu Ramos Neto, Norberto de Franco Medeiros e Sívio Aleixo. Declaro que o presente trecho da Ata da Reunião do Conselho de Administração de 08/04/2002 confere com o original transcrito em livro próprio. São Paulo, 08 de abril de 2002. Mauro Guilherme Jardim Arce, Presidente do Conselho de Administração. Ligia Ourives da Cruz Ferreira, Secretária Executiva do Conselho de Administração. Secretaria da Justiça e Defesa da Cidadania, Junta Comercial do Estado de São Paulo. Certifico o registro sob o nº 92.221/02-6 em 09/05/2002. José Darkiman Trigo, Secretário Geral.

CESP
Companhia
Energética
de São Paulo

**SECRETARIA
DE ENERGIA**

**GOVERNO DO ESTADO DE
SÃO PAULO**

CONTRATO MERCANTIL DE COMPRA E VENDA A TERMO DE ENERGIA ELÉTRICA – 8ª EMISSÃO



CONTRATO MERCANTIL
DE
COMPRA E VENDA A TERMO DE ENERGIA ELÉTRICA
ASSOCIADO À 8ª EMISSÃO DE CTEEs DA CESP

Pelo presente instrumento particular, as partes:

VENDEDORA:

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO, empresa exploradora de serviço público de geração de energia elétrica, autorizada a funcionar pelo Decreto nº 59.581, de 23 de dezembro de 1966, com sede na Alameda Ministro Rocha Azevedo, 25, São Paulo, Capital, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.933.603/0001-78, neste ato representada por seus Diretores abaixo assinados, doravante denominada **VENDEDORA**;

COMPRADOR(ES):

Pessoa(s) que adquirir(em) **CERTIFICADO(S) A TERMO DE ENERGIA ELÉTRICA** da 8ª emissão da **VENDEDORA**, em leilão público de distribuição primária realizado na Bolsa de Mercadorias e Futuros - BM&F ("BM&F"), negociação no mercado secundário da BM&F, na CETIP - Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos ("CETIP") ou por qualquer outra forma admitida;

LIQUIDANTE:

BANCO ITAÚ S.A., instituição financeira com sede na Rua Boa Vista, nº 176, São Paulo, Capital, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 60.701.190/0001-04, neste ato representado na forma de seu estatuto social, doravante denominado **LIQUIDANTE**; e

TRUSTEE:

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., com sede na Avenida das Américas, 500, Bloco 13, sala 205, Rio de Janeiro, Capital, inscrita no CNPJ/MF sob nº 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu contrato social, doravante denominada **TRUSTEE**;

resolvem celebrar o presente CONTRATO MERCANTIL DE COMPRA E VENDA A TERMO DE ENERGIA ELÉTRICA, se obrigando por si, seus bens e sucessores, a qualquer título, e, ainda,

como ANUENTE:

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL, com sede na Rodovia Campinas - Mogi Mirim, Km 2,5, nº 1.755, Estado de São Paulo, na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob nº 33.050.196/0001-88, neste ato representada na forma de seu estatuto social, doravante denominada simplesmente CPFL.

DO OBJETO

Cláusula Primeira

O presente Contrato regula a venda pela VENDEDORA, a termo, de 1.205.031 (um milhão duzentos e cinco mil trinta e um) megawatts/hora ("Mw/h") de energia elétrica, observada a tarifa de fornecimento Classe B-3 aplicável à CPFL, constante de Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL ("ANEEL"), representados por 1.205.031 (um milhão duzentos e cinco mil trinta e um) Certificados a Termo de Energia Elétrica da 8ª emissão da VENDEDORA ("CTEEs" e "Emissão"), divididos em 18 (dezoito) séries, sendo as 15 (quinze) primeiras séries de 66.946 (sessenta e seis mil novecentos e quarenta e seis) CTEEs e as 3 (três) últimas séries de 66.947 (sessenta e seis mil novecentos e quarenta e sete) CTEEs.

Parágrafo Único: A tarifa de fornecimento Classe B-3 aplicável à CPFL, utilizada para determinação do valor dos CTEEs e de sua remuneração, é de R\$ 207,48 (duzentos e sete reais e quarenta e oito centavos) por Mw/h, conforme Resolução da ANEEL nº 632/2001, vigente na data de emissão dos CTEEs (1º de março de 2002) (a "Data de Emissão").

DA DESTINAÇÃO E GERENCIAMENTO DE RECURSOS

Cláusula Segunda

Os recursos provenientes da venda a termo de energia elétrica regulada no presente Contrato, deduzidos os custos da distribuição dos CTEEs e aqueles relativos aos mecanismos de fiscalização e liquidação dos créditos representados pelos CTEEs, serão integralmente destinados ao custeio de obras civis e ao fornecimento, montagem e supervisão de equipamentos para geração de energia elétrica da Usina e Eclusa Engenheiro Sergio Motta (Usina Porto Primavera) (o "Empreendimento de Geração").

Parágrafo Primeiro: A fim de constituir um *trustee* (instituição responsável por determinadas tarefas relacionadas com a proteção dos interesses dos titulares de CTEEs) para acompanhar as obrigações da VENDEDORA até o vencimento da totalidade dos CTEEs, ficou decidida a contratação do TRUSTEE, às expensas da VENDEDORA, ao qual são atribuídas as seguintes obrigações principais:

- i. calcular e atualizar o P.U. (Preço Unitário) dos CTEEs, solicitando, sempre que necessário, informações e suporte ao LIQUIDANTE;
- ii. divulgar o P.U. atualizado dos CTEEs em sua página na Internet, obrigando-se a informar os agentes do mercado da variação, sempre que solicitado;
- iii. acompanhar os procedimentos de resgate físico antecipado e as liquidações de pagamentos relativos aos CTEEs;
- iv. proteger os direitos e interesses dos titulares de CTEEs, empregando, no exercício da função, o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma ter na administração de seus próprios bens;
- v. verificar a ocorrência de hipóteses de vencimento antecipado da dívida representada pelos CTEEs;
- vi. verificar o cumprimento de todos os deveres e obrigações impostos à VENDEDORA, nos termos do presente Contrato;
- vii. renunciar à função, na hipótese de superveniência de conflito de interesses ou de qualquer outra modalidade de inaptidão.

DAS CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

Cláusula Terceira

A seguir estão apresentadas as principais características da Emissão e dos CTEEs:

- A. Valor Total da Emissão: R\$ 250.019.831,88 (duzentos e cinquenta milhões, dezenove mil, oitocentos e trinta e um reais e oitenta e oito centavos), correspondente a 1.205.031 (um milhão, duzentos e cinco mil, trinta e um) megawatts/hora (Mw/h) de energia elétrica, conforme tarifa de fornecimento Classe B-3 aplicável à CPFL, na Data de Emissão.
- B. Quantidade de Títulos: 1.205.031 (um milhão, duzentos e cinco mil, trinta e um) CTEEs, divididos em 15 (quinze) séries de 66.946 (sessenta e seis mil, novecentos e quarenta e seis) CTEEs e 3 (três) séries de 66.947 (sessenta e seis mil, novecentos e quarenta e sete) CTEEs.
- C. Data de Emissão: 1º de março de 2002.
- D. Valor nominal dos CTEEs: O valor nominal unitário de cada CTEE será de R\$ 207,48 (duzentos e sete reais e quarenta e oito centavos), equivalente a 1 (um) Mw/h da tarifa de fornecimento Classe B-3, aplicável à CPFL, na Data de Emissão.
- E. Séries e Vencimento Final: A Emissão será realizada em 18 (dezoito) séries e cada série terá seu respectivo vencimento, mensal e em ordem sucessiva, a partir de 1º de outubro de 2004, neste mesmo dia de cada um dos meses imediatamente subsequentes relacionados na tabela a seguir (cada um, uma “Data de Vencimento”):

<u>Série</u>	<u>Prazo de Vencimento</u>	<u>Data de Vencimento</u>	<u>Nº de CTEEs</u>
1ª série	31 meses	01/10/2004	66.946
2ª série	32 meses	01/11/2004	66.946
3ª série	33 meses	01/12/2004	66.946
4ª série	34 meses	01/01/2005	66.946
5ª série	35 meses	01/02/2005	66.946
6ª série	36 meses	01/03/2005	66.946
7ª série	37 meses	01/04/2005	66.946
8ª série	38 meses	01/05/2005	66.946
9ª série	39 meses	01/06/2005	66.946
10ª série	40 meses	01/07/2005	66.946
11ª série	41 meses	01/08/2005	66.946
12ª série	42 meses	01/09/2005	66.946
13ª série	43 meses	01/10/2005	66.946
14ª série	44 meses	01/11/2005	66.946
15ª série	45 meses	01/12/2005	66.946
16ª série	46 meses	01/01/2006	66.947
17ª série	47 meses	01/02/2006	66.947
18ª série	48 meses	01/03/2006	66.947

TOTAL = 1.205.031

- F. **Ágio de colocação:** A ser apurado em leilão público realizado na BM&F.
- G. **Liquidação Financeira:** Para a liquidação financeira dos CTEEs, quando do vencimento de cada série desta Emissão, será adotado o maior valor apurado segundo os parâmetros estabelecidos na Cláusula Onze deste Contrato.
- H. **Resgate Físico:** Os CTEEs poderão ser utilizados para pagamento da parcela de consumo de energia expressa em faturas de energia elétrica na forma e condições estabelecidas nas Cláusulas Nona, Dez, Onze e Doze deste Contrato.
- I. **Prazo de Vencimento:** As séries desta Emissão terão vencimento mensal e sucessivo a partir de 01/10/2004 e no mesmo dia dos meses subseqüentes relacionados na tabela constante da letra E desta Cláusula.

- J. Registro e Custódia: Os CTEEs serão registrados para negociação no SNA – Sistema Nacional de Ativos operacionalizado pela CETIP - Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos (“CETIP”), sendo a liquidação financeira dos pagamentos relativos aos CTEEs realizada por meio da CETIP. A custódia e escrituração dos CTEEs é de responsabilidade do LIQUIDANTE.
- K. Preço Mínimo dos CTEEs: Valor equivalente a 1 (um) Mw/h, conforme a tarifa de fornecimento Classe B-3 aplicável à CPFL, ou seja, R\$ 207,48 (duzentos e sete reais e quarenta e oito centavos), constante de Resolução da ANEEL, corrigido pela maior variação apurada segundo os parâmetros da Cláusula Onze deste Contrato, desde a Data de Emissão até a data do leilão público de distribuição que será realizado na BM&F. O preço mínimo constará do Anúncio de Início de Distribuição Pública dos CTEEs.
- L. Caso ocorra a desestatização da VENDEDORA durante o prazo de duração dos CTEEs desta Emissão, os direitos e obrigações relacionados aos CTEEs e constantes do presente Contrato deverão ser incluídos no respectivo edital, obrigando o futuro comprador a respeitar as condições ora pactuadas.
- M. Informações Obrigatórias: A VENDEDORA enviará ao TRUSTEE, no prazo máximo de 2 (dois) dias úteis contados da publicação ou da emissão da fatura, conforme o caso: (i) informações sobre alteração na tarifa de fornecimento Classe B-3 aplicável à CPFL; e (ii) valor constante de cada fatura de suprimento de energia elétrica emitida pela VENDEDORA para a CPFL.

Considerar-se-ão prorrogados os prazos para cumprimento de qualquer obrigação até o 1º (primeiro) dia útil subsequente, se o vencimento coincidir com o dia em que não houver expediente comercial ou bancário na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, sem nenhum acréscimo à obrigação a ser cumprida.

DA CUSTÓDIA E NEGOCIAÇÃO

Cláusula Quarta

Os CTEEs serão custodiados e escriturados pelo LIQUIDANTE e registrados para negociação no Sistema Nacional de Ativos – SNA da CETIP, sendo realizada na CETIP a liquidação financeira dos pagamentos relacionados à Emissão. Os CTEEs serão colocados através de leilão público de distribuição primária realizado na BM&F. Todas as regras aplicáveis a estes mercados deverão ser observadas.

DA COMPRA E VENDA

Cláusula Quinta

Nos termos do presente Contrato, a comunhão de COMPRADORES compra a termo e a VENDEDORA vende 1.205.031 (um milhão, duzentos e cinco mil, trinta e um) megawatts/hora (Mw/h) de energia elétrica, conforme tarifa de fornecimento Classe B-3 aplicável à CPFL,

constante de Resolução expedida pela ANEEL, representados por 1.205.031 (um milhão, duzentos e cinco mil, trinta e um) CTEEs, divididos em 15 (quinze) séries de 66.946 (sessenta e seis mil, novecentos e quarenta e seis) CTEEs e 3 (três) séries de 66.947 (sessenta e seis mil, novecentos e quarenta e sete) CTEEs.

DAS TRANSFERÊNCIAS

Cláusula Sexta

O LIQUIDANTE é responsável pela custódia e escrituração dos CTEEs e pela confirmação dos recebimentos e transferências de CTEEs utilizados para fins de pagamento de faturas de energia elétrica e dívidas da VENDEDORA, conforme previsto nas Cláusulas Nona, Dez e Doze deste Contrato. Caberá também ao LIQUIDANTE atuar como representante da VENDEDORA junto à CETIP, nos termos do regulamento de operações do SNA - Sistema Nacional de Ativos daquela entidade.

DO VALOR TOTAL DA EMISSÃO

Cláusula Sétima

O valor total da Emissão na Data de Emissão é de R\$ 250.019.831,88 (duzentos e cinquenta milhões, dezenove mil, oitocentos e trinta e um reais e oitenta e oito centavos), correspondente a 1.205.031 (um milhão, duzentos e cinco mil, trinta e um) megawatts/hora (Mw/h) de energia elétrica, conforme tarifa de fornecimento Classe B-3 aplicável à CPFL.

DO PREÇO DE AQUISIÇÃO

Cláusula Oitava

O preço de aquisição de cada CTEE será o valor nominal definido na alínea D da Cláusula Terceira, corrigido pela maior variação apurada segundo os parâmetros descritos na Cláusula Onze deste Contrato, desde a Data de Emissão, ou seja, 01/03/2002, até a data do leilão público a ser realizado na BM&F, acrescido de ágio, se houver.

Parágrafo Primeiro: O pagamento do preço de aquisição, feito por cada COMPRADOR à VENDEDORA, na BM&F, nos termos de seus regulamentos, acarreta o aperfeiçoamento deste Contrato, independente de qualquer outra formalidade, produzindo, a partir de então, todos os seus efeitos legais.

Parágrafo Segundo: A distribuição dos CTEEs no mercado primário encerrar-se-á no prazo de 180 (cento e oitenta) dias a contar do deferimento do registro de distribuição pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

Parágrafo Terceiro: Caso os CTEEs sejam adquiridos por valor superior ao preço mínimo definido na alínea D da Cláusula Terceira, o valor apurado como diferença será revertido para a VENDEDORA.

DO RESGATE FÍSICO

Cláusula Nona

Durante o período que se inicia 30 (trinta) dias antes da Data de Vencimento e encerra na Data de Vencimento de cada série de CTEEs, os COMPRADORES poderão utilizar os CTEEs de que sejam titulares para o pagamento da parcela de consumo de energia expressa em faturas de energia emitidas pela CPFL (“Resgate Físico”). O exercício do Resgate Físico deverá ser comunicado diretamente pelos COMPRADORES à CPFL, ao TRUSTEE e à VENDEDORA com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias da Data de Vencimento de cada série de CTEEs, observadas as condições estabelecidas nos parágrafos seguintes.

Parágrafo Primeiro: O valor de cada CTEE para fins do Resgate Físico corresponderá ao valor definido pela tarifa de fornecimento Classe B-3 da CPFL vigente à época para 1 (um) Mw/h, sendo certo que o montante total do Resgate Físico a ser compensado com débitos dos COMPRADORES junto à CPFL estará limitado a 90% (noventa por cento) do valor das faturas de suprimento de energia elétrica emitidas pela VENDEDORA contra a CPFL em cada mês, nos termos do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica firmado entre a VENDEDORA e a CPFL em 13 de setembro de 1999 (“Contrato Inicial”). Caso o montante total apresentado pelos COMPRADORES para Resgate Físico seja superior ao referido limite em determinado mês, a compensação de débitos por consumo de energia dos COMPRADORES somente será efetivada até o limite de 90% (noventa por cento) do valor das faturas de suprimento de energia elétrica emitidas pela VENDEDORA contra a CPFL neste mesmo mês. É de inteira e exclusiva responsabilidade da VENDEDORA responder pelo pagamento do valor dos CTEEs que exceder o limite de 90% da fatura mensal de suprimentos acima referida, ou na hipótese da VENDEDORA não possuir créditos contra a CPFL.

Parágrafo Segundo: Caso a data de pagamento das faturas de consumo de energia emitidas pela CPFL seja posterior ao vencimento da fatura de suprimento de energia elétrica devida pela CPFL à VENDEDORA, nos termos do Contrato Inicial, serão acrescidos encargos ao valor dos CTEEs apresentados para Resgate Físico, calculados com base na variação da Taxa DI (conforme definida na Cláusula Onze) acrescida do percentual de 2% (dois por cento) ao ano (*pro rata temporis*), a título de remuneração dos recursos disponibilizados até a data em que ocorrer a compensação.

Parágrafo Terceiro: Somente poderão ser compensados por meio do Resgate Físico os débitos relativos à parcela de consumo de energia consignado em faturas emitidas pela CPFL relativas a consumidores industriais, comerciais e rurais, não sendo admitidas faturas de consumo de energia residenciais, ressalvado o caso específico previsto na Cláusula Dez abaixo.

Parágrafo Quarto: O montante do Resgate Físico deverá corresponder a valor igual ou inferior à parcela de consumo de energia expressa em faturas de energia emitidas pela CPFL, sendo certo que a CPFL não devolverá numerário ao(s) titular(es) dos CTEEs que tenham optado por essa forma de compensação.

Parágrafo Quinto: No caso de COMPRADOR que seja instituição financeira responsável pela arrecadação de contas de energia elétrica contratada pela CPFL, este somente poderá solicitar

Resgate Físico em valor igual ou inferior ao montante dos recursos recebidos em quitação de faturas de energia da CPFL, observado o disposto na Cláusula Dez deste Contrato.

Parágrafo Sexto: Fica assegurado à CPFL o direito de utilizar os CTEEs que lhes forem entregues por conta de Resgate Físico para pagamento dos débitos consignados em faturas de suprimento de energia elétrica emitidas pela VENDEDORA contra a CPFL, em decorrência do Contrato Inicial.

Parágrafo Sétimo: Na hipótese de ocorrerem eventos que resultem na inexistência de dívidas de suprimento de energia elétrica pela VENDEDORA à CPFL, inviabilizando o ressarcimento da CPFL por conta do Resgate Físico, cessará a obrigação de a CPFL assegurar a efetivação do Resgate Físico, desobrigando-se da aceitação dos CTEEs para esses fins. Conforme a letra L da Cláusula Terceira, a VENDEDORA responsabilizar-se-á pela inclusão em edital de privatização da obrigação da(s) companhia(s) resultante(s) de reorganização societária ser(em) solidariamente responsável(is) pelo ressarcimento à CPFL de montantes correspondentes aos CTEEs que tenham sido objeto do Resgate Físico aqui previsto.

Parágrafo Oitavo: O cálculo do valor dos CTEEs para fins do Resgate Físico será feito por meio da multiplicação da quantidade de Mw/h (equivalente à quantidade de CTEEs) pelo valor vigente à época da tarifa mais recente de fornecimento Classe B-3 de 1 (um) Mw/h aplicável à CPFL ou, na hipótese de extinção desta tarifa, a tarifa que vier a ser fixada e homologada pela ANEEL para a mesma classe de consumidores ora sujeitos àquela tarifa de fornecimento, vigente na data de pagamento da fatura de energia elétrica, segundo a seguinte fórmula:

$$VP = Q \cdot Tp$$

onde:

VP = valor de pagamento da parcela de consumo de energia expressa nas respectivas contas de energia elétrica (“Resgate Físico”);

Q = quantidade de Mw/h (quantidade de CTEEs);

Tp = valor da tarifa de fornecimento Classe B-3 de 1 (um) Mw/h, definida em Resolução da ANEEL mais recente aplicável à CPFL ou, na hipótese de extinção da tarifa de fornecimento Classe B-3, a tarifa que vier a ser fixada e homologada pela ANEEL para a mesma classe de consumidores ora sujeitos àquela tarifa de fornecimento vigente na data de pagamento da conta.

Parágrafo Nono: Os COMPRADORES que decidirem exercer o Resgate Físico deverão, em até 3 (três) dias antes da Data de Vencimento de cada série, solicitar a retirada dos CTEEs junto ao SNA - Sistema Nacional de Ativos da CETIP. De posse do comprovante de retirada dos CTEEs da CETIP, os COMPRADORES deverão dirigir-se ao LIQUIDANTE, que lhes fornecerá a documentação necessária (contendo n° de série, montante e P.U atualizado) para as providências junto aos bancos responsáveis pela arrecadação de contas da CPFL, devendo os CTEEs que forem objeto de Resgate Físico ser imediatamente cancelados. Caberá ao LIQUIDANTE encaminhar cópia da documentação para a VENDEDORA e esta encaminhará cópia à CPFL.

Parágrafo Décimo: A ausência da comunicação de Resgate Físico prevista no *caput* desta Cláusula, assim como a não utilização efetiva dos CTEEs para esse fim, implicarão na perda do direito ao Resgate Físico.

DAS INSTITUIÇÕES FINANCEIRAS ARRECADADORAS

Cláusula Dez

As instituições financeiras responsáveis pela arrecadação de faturas de energia da CPFL, neste caso inclusive residenciais, poderão utilizar os CTEEs de que eventualmente sejam titulares para fins de quitação junto à CPFL de valores recebidos por conta da CPFL, sem acréscimo de qualquer remuneração no período compreendido entre a data de seu recebimento e a data de entrega dos CTEEs à CPFL. O valor de cada CTEE, para efeito de quitação junto à CPFL de contas recebidas pelas instituições financeiras, deverá ser calculado pela seguinte fórmula:

$$\text{VPI} = \text{Q} \cdot \text{Tp}$$

onde:

VPI = Valor dos CTEEs para efeito de quitação, por instituição financeira arrecadadora junto à CPFL, calculado de forma análoga à Cláusula Nona acima;

Q = quantidade de Mw/h (quantidade de CTEEs);

Tp = valor da tarifa de fornecimento Classe B-3 de 1 (um) Mw/h, conforme Resolução da ANEEL mais recente, aplicável à CPFL, ou, na hipótese de extinção da tarifa de fornecimento Classe B-3, a tarifa que vier a ser fixada e homologada pela ANEEL para a mesma classe de consumidores ora sujeitos àquela tarifa de fornecimento vigente na data de pagamento da conta de energia elétrica emitida pela CPFL.

DO PAGAMENTO DOS CTEEs NA DATA DE VENCIMENTO

Cláusula Onze

Aos CTEEs não utilizados para fins de Resgate Físico ou compensação de débitos junto à VENDEDORA será atribuída uma remuneração, na Data de Vencimento de cada série, correspondente ao maior dos valores apurados conforme os parâmetros abaixo:

1º PARÂMETRO

Juros correspondentes à variação acumulada (Fator Multiplicador) das taxas médias diárias dos depósitos interfinanceiros de um dia – DI over extra grupo (“Taxa DI”), calculada e divulgada pela CETIP, acrescida de um *spread* de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias, incidentes sobre o valor nominal do CTEE, a partir da Data de Emissão, pagos ao final do Período de Capitalização de cada série, ou seja, na Data

de Vencimento de cada série, previstas na letra E da Cláusula Terceira, de acordo com a fórmula abaixo:

$$J = VN \times \left\{ \left[\prod_{i=1}^{i=f} (FI_i) \right] \times (S) - 1 \right\}$$

Onde:

J = valor dos juros devidos no final do Período de Capitalização;

VN = valor nominal do CTEE no início do Período de Capitalização (conforme definido abaixo);

$\prod_{i=1}^{i=f}$ = Produtório dos i termos FI referentes a cada dia útil contido entre o início e o fim do Período de Capitalização, com i variando de 1 até f ;

f = número de dias úteis contidos entre o início e o fim do Período de Capitalização;

FI_j = fatores de remuneração, verificados nos f dias úteis entre a data de início do Período de Capitalização e a data final do Período de Capitalização, e obtidos a partir da seguinte fórmula:

$$FI = \left[\left(\frac{\text{Taxa DI}}{100} + 1 \right)^{\frac{dj}{252}} \right], \text{ onde:}$$

Taxa DI = Taxa DI, em percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP;

dj = número de dia(s) útil(eis) correspondentes ao prazo de validade da Taxa DI; e

S = fator da Sobretaxa calculado conforme fórmula abaixo:

$$S = \left[\left(\left(\frac{s}{100} + 1 \right) \right)^{\frac{du}{252}} \right], \text{ onde:}$$

s = 2,50 % (dois inteiros e cinquenta centésimos por cento) ao ano; e

du = número de dias úteis do Período de Capitalização.

Define-se:

- a. Período de Capitalização - intervalo de tempo que inicia na Data de Emissão e termina na Data de Vencimento de cada série. Os juros correspondentes aos Períodos de Capitalização serão devidos na Data de Vencimento de cada série;
- b. Subperíodo de Capitalização - prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que:
 - o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia em 01/03/2002 e termina no prazo definido para a Taxa DI apurada naquela data;
 - os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do Subperíodo anterior, entendendo-se como novo Subperíodo em vigor o prazo desta Taxa DI, sendo que o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma Data de Vencimento do Período de Capitalização;
 - as taxas dos Subperíodos de Capitalização são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para Taxa DI e para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento dos juros, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pelo órgão responsável pelo seu cálculo.

No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista neste Contrato, será utilizada, em substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida acrescida do Fator Multiplicador e *spread*, se houver, até a data do cálculo, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da VENDEDORA quanto pelos COMPRADORES, quando da divulgação posterior da Taxa DI relativa à data de encerramento do último Subperíodo de Capitalização.

Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI por prazo superior a 5 (cinco) dias úteis após esta data, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, deverá ser convocada Assembléia Geral de Titulares de CTEEs da presente Emissão para definir, de comum acordo

com a VENDEDORA, o parâmetro a ser aplicado. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas no presente Contrato, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida na data de encerramento do ultimo Subperíodo de Capitalização, acrescida de um *spread* de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, até a data da deliberação da Assembléia Geral de Titulares de CTEEs.

2º PARAMETRO

Valor da tarifa de fornecimento Classe B-3 de 1 (um) Mw/h aplicável à CPFL, vigente na Data de Vencimento dos CTEEs de cada série, conforme Resolução publicada pela ANEEL, ou, na hipótese de extinção da tarifa de fornecimento Classe B-3, a tarifa que vier a ser fixada e homologada pela ANEEL para a mesma classe de consumidores ora sujeitos àquela tarifa de fornecimento, observados os termos da Cláusula Primeira do presente Contrato.

DO PODER LIBERATÓRIO

Cláusula Doze

Cada COMPRADOR, na Data de Vencimento de CTEEs de cada série de que seja titular, deverá dirigir-se ao LIQUIDANTE para receber os valores que lhe sejam devidos. A liquidação financeira dos créditos representados pelos CTEEs será realizada por meio da CETIP.

Parágrafo Primeiro: Os CTEEs eventualmente não liquidados pela VENDEDORA em suas respectivas Datas de Vencimento poderão ser utilizados, durante o período de 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias contados da Data de Vencimento de cada série, (i) para pagamento e quitação de parcela de consumo de energia expressa em faturas de energia emitidas pela CPFL (inclusive residenciais), respeitando-se o limite de 90% (noventa por cento) do valor total das faturas de suprimento de energia elétrica emitidas pela VENDEDORA contra a CPFL em cada mês decorrentes do Contrato Inicial, conforme estabelecido na Cláusula Nona, e (ii) para pagamento e quitação de quaisquer débitos contra a VENDEDORA (“Poder Liberatório”).

Parágrafo Segundo: O valor dos CTEEs para as finalidades previstas no Parágrafo Primeiro será o maior dentre os valores apurados de acordo com os parâmetros descritos na Cláusula Onze acrescido de multa moratória devida de acordo com a Cláusula Dezessete, a ser compensado pela CPFL junto à VENDEDORA nas datas de pagamento de suas faturas de suprimento de energia.

Parágrafo Terceiro: Para utilizarem-se do Poder Liberatório e realizarem a compensação da parcela de consumo das contas de energia emitidas pela CPFL, os COMPRADORES deverão comunicar o TRUSTEE, providenciar a retirada dos CTEEs da CETIP e dirigir-se ao LIQUIDANTE, que lhes fornecerá a documentação necessária (contendo nº de série, montante e P. U. dos CTEEs), permitindo que os COMPRADORES formalizem a compensação da parcela de consumo de energia junto aos bancos responsáveis pela arrecadação de contas de energia da CPFL. Caberá ao LIQUIDANTE encaminhar cópia da documentação para a VENDEDORA e esta encaminhará cópia à CPFL.

Parágrafo Quarto: Fica assegurado à CPFL o direito de utilizar CTEEs que lhe forem entregues para fazer valer o Poder Liberatório para pagamento de débitos expressos em faturas de suprimento de energia devidas pela CPFL à VENDEDORA, em decorrência do Contrato Inicial.

Parágrafo Quinto: Em conformidade com a letra L da Cláusula Terceira, a VENDEDORA responsabilizar-se-á pela inclusão em edital de privatização da obrigação de companhia(s) resultante(s) de sua reorganização ser(em) solidariamente responsável(is) pelo ressarcimento à CPFL de débitos compensados na forma desta Cláusula.

Parágrafo Sexto: Na hipótese de ocorrerem eventos que resultem na inexistência de dívidas de suprimento de energia elétrica pela VENDEDORA à CPFL, inviabilizando o ressarcimento da CPFL por conta da utilização do Poder Liberatório, cessará a obrigação de a CPFL assegurar a utilização do Poder Liberatório, desobrigando-se da aceitação dos CTEEs para esses fins.

Parágrafo Sétimo: Independentemente das faculdades previstas nesta Cláusula, é facultado aos COMPRADORES, a partir da Data de Vencimento de cada série, tomar quaisquer medidas cabíveis para o recebimento dos valores devidos pela VENDEDORA por conta dos CTEEs que não tenham sido liquidados, os quais se tomarão imediatamente exigíveis a partir da Data de Vencimento.

DO PENHOR

Cláusula Treze

Nos termos do Instrumento Particular para Constituição de Penhor sobre Direitos Creditórios, que constitui o Anexo I ao presente Contrato, a VENDEDORA onerou em favor dos COMPRADORES os direitos creditórios originados do suprimento de energia pela VENDEDORA à CPFL, nos termos do Contrato Inicial (os “Créditos”).

DO MECANISMO DE ACESSO AOS RECURSOS DA CESP

Cláusula Quatorze

A VENDEDORA e a CPFL concordam que todos os pagamentos das faturas de suprimento de energia emitidas pela VENDEDORA para a CPFL, deduzidas do valor dos CTEEs entregues à CPFL para fins de Resgate Físico e/ou Poder Liberatório, deverão ser realizados mediante depósito em conta corrente de titularidade da VENDEDORA mantida no Banco do Estado de São Paulo S.A. – Banespa (“Banespa”) especialmente para esse fim, conforme notificado pela VENDEDORA à CPFL (a “Conta Vinculada”).

Parágrafo Primeiro: Na hipótese de inadimplemento ou atraso da VENDEDORA na realização de qualquer pagamento devido aos titulares de CTEEs, a VENDEDORA desde já autoriza o TRUSTEE a acessar os recursos depositados na Conta Vinculada, transferindo o montante necessário aos pagamentos devidos aos titulares de CTEEs para o LIQUIDANTE. De modo a instruir a referida transferência de recursos, o TRUSTEE deverá notificar o Banespa para que este realize a movimentação da Conta Vinculada para o LIQUIDANTE.

Parágrafo Primeiro: A VENDEDORA se obriga, ainda, a notificar o Banespa de modo a orientá-lo no sentido de que, uma vez recebida a notificação do TRUSTEE, a Conta Vinculada permaneça bloqueada até que sejam transferidos da Conta Vinculada ao LIQUIDANTE recursos em valor suficiente para fazer face aos pagamentos devidos aos titulares dos CTEEs.

DO MECANISMO DE ACESSO AOS RECURSOS DA CPFL

Cláusula Quinze

Nos termos do Instrumento Particular de Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento de Obrigações, firmado entre a VENDEDORA e a CPFL em 14 de outubro de 1999 (“Instrumento de Garantia”), a VENDEDORA é titular de direito que lhe assegura o acesso a determinadas contas correntes de titularidade da CPFL (“Contas CPFL”), caso a CPFL não realize os pagamentos, das faturas de suprimento de energia, devidos à VENDEDORA, nos termos do Contrato Inicial.

Parágrafo Primeiro: Em garantia do cumprimento das obrigações representadas pelos CTEEs, a VENDEDORA transfere o direito de acesso às Contas CPFL referido no *caput* desta Cláusula para os titulares dos CTEEs. De modo a formalizar tal transferência de direito, a VENDEDORA e a CPFL notificarão o Banco Bradesco S.A., instituição financeira onde são mantidas as Contas CPFL, nos termos do Instrumento de Garantia, de que foi transferido aos COMPRADORES, representados pelo TRUSTEE, o direito de determinar ao Banco Bradesco S.A., ou seu sucessor, a transferência ao LIQUIDANTE dos recursos depositados nas Contas CPFL para utilização no pagamento de valores devidos pela VENDEDORA aos titulares dos CTEEs. O exercício de tal direito somente poderá ser exercido pelo TRUSTEE caso ocorram, cumulativamente: (i) o inadimplemento ou atraso da VENDEDORA em qualquer pagamento devido aos titulares de CTEEs, e (ii) o não pagamento pela CPFL de valores devidos à VENDEDORA por conta de suprimento de energia elétrica nos termos do Contrato Inicial.

Parágrafo Segundo: Os valores dos pagamentos realizados aos titulares dos CTEEs com recursos originados das Contas CPFL, em qualquer hipótese, serão abatidos das dívidas da CPFL para com a VENDEDORA.

DO VENCIMENTO ANTECIPADO

Cláusula Dezesseis

O TRUSTEE, mediante aprovação da Assembléia de Titulares de CTEEs representando 51% (cinquenta e um por cento) da totalidade dos CTEEs colocados na presente Emissão em circulação, poderá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações objeto desta Emissão e exigir o imediato pagamento, pela VENDEDORA, do valor nominal dos CTEEs em circulação, corrigido de acordo com o critério estabelecido na Cláusula Onze, acrescido de multa moratória devida, mediante carta protocolada dirigida à VENDEDORA, na ocorrência dos seguintes eventos:

- (a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a VENDEDORA, cujo valor global ultrapasse R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela VENDEDORA ou se for cancelado, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 72 (setenta e duas) horas da sua ocorrência;
- (b) declaração de falência da VENDEDORA ou pedido de falência ou concordata preventiva formulado pela VENDEDORA;
- (c) falta de cumprimento, pela VENDEDORA, de qualquer obrigação prevista neste CONTRATO, não sanada dentro do prazo de 30 (trinta) dias contados do recebimento de notificação enviada pelo Trustee;
- (d) inadimplemento por parte da VENDEDORA de obrigações que representem, individual ou coletivamente, valor total superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), não sanado dentro do prazo de 30 (trinta) dias, contado da data em que tiver sido caracterizado o inadimplemento;
- (e) disposição pela VENDEDORA de seus ativos de forma a reduzir seu patrimônio líquido em patamar inferior a R\$ 3.000.000.000,00 (três bilhões de reais), salvo se comprovado satisfatoriamente aos titulares de CTEEs sua capacidade financeira de fazer frente às obrigações, principais e acessórias, decorrentes desta Emissão e demais emissões de títulos de dívida em circulação;
- (f) futura(s) emissão(ões) de quaisquer valores mobiliários que possa(m), comprovadamente com base em análise dos titulares dos CTEEs fundamentada nas demonstrações financeiras da VENDEDORA, prejudicar de forma substancial o direito dos titulares de CTEEs desta Emissão, excetuadas futuras emissões para atender conclusão do Empreendimento de Geração, conforme projeto aprovado pela ANEEL;
- (g) rescisão ou não renovação, por qualquer motivo, do Contrato Inicial em até 3 (três) meses antes da data de seu vencimento, salvo se o Contrato Inicial for substituído por outro contrato ou garantia aceitável aos titulares de CTEEs representando 95% (noventa e cinco por cento) da totalidade dos CTEEs colocados nesta Emissão, reunidos ou não em Assembléia dos Titulares de CTEEs;
- (h) perda ou extinção, por qualquer forma, da concessão outorgada à VENDEDORA para explorar a atividade de geração de energia elétrica.

MULTA MORATÓRIA

Cláusula Dezessete

Ocorrendo impontualidade no pagamento de qualquer quantia devida aos COMPRADORES, os débitos em atraso vencidos e não pagos pela VENDEDORA, ficarão, desde a data da inadimplência até a data do efetivo pagamento, sujeitos, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial a multa moratória convencional, irredutível e não compensatória, de 2% (dois por cento) sobre o valor devido e não pago.

Parágrafo Único: As partes concordam que, do valor referente à multa moratória estabelecida nesta Cláusula, 0,5% (cinco décimos por cento) serão deduzidos e pagos à CPFL nos casos em que houver a utilização do Poder Liberatório ou atraso no pagamento de obrigações relativas aos CTEEs que acarrete na utilização do mecanismo previsto na Cláusula Quatorze deste Contrato.

DA ASSEMBLÉIA DE TITULARES DE CTEEs

Cláusula Dezoito

A Assembléia de Titulares de CTEEs pode ser convocada pelo TRUSTEE, pela VENDEDORA ou por COMPRADORES que representem 10% (dez por cento), no mínimo, dos CTEEs em circulação, mediante edital publicado no jornal Gazeta Mercantil - Edição Nacional, com no mínimo 30 (trinta) dias de antecedência de sua realização.

Parágrafo Primeiro: A assembléia se instalará, em primeira convocação, com a presença de COMPRADORES que representem a metade, no mínimo, dos CTEEs em circulação e, em segunda convocação, com qualquer quorum.

Parágrafo Segundo: A presidência da assembléia caberá ao COMPRADOR eleito pelos titulares dos CTEEs.

Parágrafo Terceiro: Nas deliberações da assembléia, a cada CTEE em circulação caberá um voto. As deliberações serão tomadas por COMPRADORES representando, pelo menos, 2/3 (dois terços) do total de CTEEs detidos pelos COMPRADORES presentes na assembléia, salvo quorum qualificado de deliberação expressamente previsto.

DAS DESPESAS ADICIONAIS

Cláusula Dezenove

Adicionalmente às obrigações especificamente previstas neste Contrato, a VENDEDORA é responsável pelo pagamento de publicações legais, assessoria jurídica, taxas, registros, contribuições e emolumentos incidentes na emissão e registro dos CTEEs junto à CVM, BM&F, CETIP, LIQUIDANTE e das despesas junto a cartórios. A VENDEDORA deverá arcar ainda com as despesas decorrentes da contratação dos serviços do TRUSTEE referidos na Cláusula Segunda.

DO PRAZO E DA VIGÊNCIA

Cláusula Vinte

O presente Contrato permanecerá válido até que todas as obrigações dele decorrentes tenham sido cumpridas.

Parágrafo Único: Na Data de Vencimento de cada série dos CTEEs, a VENDEDORA procederá à liquidação dos CTEEs, com base nas condições previstas nas Cláusulas Nona, Dez, Onze e Doze, através dos procedimentos operacionais estabelecidos pela CETIP.

DAS NEGOCIAÇÃO E TRANSFERÊNCIA DE DIREITOS

Cláusula Vinte e Um

Os CTEEs serão admitidos à negociação na CETIP, sendo transferidos a cada COMPRADOR todos os direitos e obrigações oriundos deste Contrato.

DAS DESPESAS COM TRANSFERÊNCIA

Cláusula Vinte e Dois

Correrá por conta exclusiva de cada COMPRADOR toda e qualquer despesa oriunda da transferência de seus direitos a terceiros, conforme previsto na Cláusula Vinte e Um supra.

DAS MODIFICAÇÕES

Cláusula Vinte e Três

O presente Contrato é irrevogável e irretroatável, obrigando todas as partes signatárias do presente, bem como a seus sucessores a qualquer título.

Parágrafo Único: Qualquer modificação no presente Contrato somente será válida se realizada por escrito e com a concordância de todas as partes que assinam o presente.

DO REGISTRO

Cláusula Vinte e Quatro

O presente Contrato será registrado no competente Cartório de Títulos e Documentos nos termos da Lei n° 6.015, de 31/12/73. Uma cópia do mesmo será entregue a cada COMPRADOR pela instituição que efetuar a compra no mercado primário junto à BM&F.

O FORO

Cláusula Vinte e Cinco

Fica eleito o foro da Comarca da Capital do Estado de São Paulo, com exclusão expressa de qualquer outro, por mais privilegiado que seja, para dirimir eventuais questões decorrentes deste Contrato Mercantil.

E por estarem justos e contratados, assinam o presente Contrato em 7 (sete) vias de igual teor e validade na presença das testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, [___] 2002

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO

Por:

Cargo:

BANCO ITAÚ S.A.

Por:

Cargo:

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.

Por:

Cargo:

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL

Por:

Cargo:

TESTEMUNHAS:

1. _____

2. _____

Nome:

Nome:

RG/CPF:

RG/CPF:

ANEXO

**INSTRUMENTO PARTICULAR PARA CONSTITUIÇÃO
DE PENHOR MERCANTIL SOBRE DIREITOS CREDITÓRIOS**

Pelo presente instrumento particular, de um lado

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO, empresa exploradora de serviço público de geração de energia elétrica, autorizada a funcionar pelo Decreto nº 59.581, de 23 de dezembro de 1966, com sede na Alameda Ministro Rocha Azevedo, 25, São Paulo, Capital, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.933.603/0001-78, neste ato representada por seus Diretores abaixo assinados, doravante denominada VENDEDORA; e,

de outro lado:

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., com sede na Avenida das Américas, 500, sala 205, Rio de Janeiro, Capital, inscrita no CNPJ/MF sob nº 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu estatuto social, aqui representante da comunhão dos titulares dos Certificados a Termo de Energia Elétrica da 8ª Emissão da VENDEDORA (“CTEES”), doravante denominado TRUSTEE.

CONSIDERANDO QUE:

- (i) a VENDEDORA fornece energia elétrica à COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (“CPFL”), nos termos do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado entre as partes em 13 de setembro de 1999 (o “Contrato Inicial”);
- (ii) por conta do fornecimento de energia estabelecido nos termos do Contrato Inicial, a VENDEDORA emite faturas representativas dos créditos originados contra a CPFL (os “Créditos”); e,

- (iii) nos termos da Cláusula Treze do Contrato Mercantil de Compra e Venda a Termo de Energia Elétrica Associado à 8ª Emissão de CTEEs da VENDEDORA, do qual o presente instrumento é parte integrante (“Contrato Mercantil”), a 8ª Emissão de CTEEs da VENDEDORA é garantida pelo penhor dos Créditos em favor do TRUSTEE, na qualidade de representante da comunhão dos titulares de CTEEs da 8ª emissão da CESP;

as partes têm justo e contratado celebrar o presente Instrumento Particular para Contratação de Penhor Mercantil sobre Direitos Creditórios (o “Contrato”), que se regerá pelas cláusulas e condições seguintes:

1. Objeto

1.1. Em garantia do pagamento das obrigações assumidas nos termos do Contrato Mercantil, a VENDEDORA constitui neste ato, em favor do TRUSTEE, o penhor sobre os Créditos.

1.2. Os Créditos serão empenhados em favor do TRUSTEE, na qualidade de representante da comunhão dos titulares dos CTEEs da 8ª emissão de CTEEs da VENDEDORA.

1.3. Nos termos do artigo 274 do Código Comercial brasileiro, a VENDEDORA, neste ato, transfere a posse dos documentos relacionados aos Créditos (os “Documentos dos Créditos”) ao TRUSTEE, por meio da *cláusula constituti*.

1.3.1. Em vista do disposto acima a VENDEDORA assume o encargo de fiel depositária dos Documentos dos Créditos, obrigando-se a cumprir fielmente todas as obrigações decorrentes desse encargo, nos termos dos artigos 280 e seguintes do Código Comercial brasileiro e 1265 e seguintes do Código Civil brasileiro.

1.3.2. Para todos os fins e efeitos de direito, em especial para o caso de aplicação das sanções ao depositário infiel, a obrigação de manter e guardar os Documentos dos Créditos é dos representantes legais da VENDEDORA que comparecem na assinatura

deste Contrato, que remanescerão responsáveis pela guarda dos Documentos dos Créditos até a extinção das obrigações garantidas pelo penhor ora constituído.

1.3.3. Os recursos provenientes dos Créditos serão depositados na conta corrente de titularidade da VENDEDORA mantida junto ao Banco do Estado de São Paulo – BANESPA, constituída especialmente para esse fim, a ser informada mediante comunicação enviada pela VENDEDORA ao TRUSTEE. Nesse caso, o penhor ora constituído se sub-rogará, imediatamente e independentemente de qualquer comunicação à VENDEDORA ou de aditamento a este Contrato, nos direitos de crédito decorrentes da conta corrente ora referida.

1.3.4. No presente instrumento ficam estabelecidos os termos e condições gerais pelo qual será regido o penhor sobre os Créditos.

2. Obrigações da VENDEDORA

2.1. A VENDEDORA obriga-se a:

- (a) não transferir, ceder, ou por qualquer forma onerar os Créditos sobre os quais é constituído o penhor objeto deste Contrato;
- (b) tomar todas as providências necessárias ou convenientes à efetivação, aperfeiçoamento e manutenção do penhor ora constituído;
- (c) informar ao TRUSTEE a ocorrência de qualquer fato relacionado aos Créditos objeto do presente penhor que impeça, afete ou restrinja de qualquer forma a utilização e/ou a liquidação regular dos Créditos;
- (d) ressarcir o TRUSTEE de todas as despesas que tenha comprovadamente incorrido para resguardar o presente penhor; e,

(e) arcar com as despesas que se fizerem necessárias para o registro do presente Contrato.

3. Obrigações do TRUSTEE

3.1. O TRUSTEE obriga-se a:

- (a) informar os titulares dos CTEEs de qualquer fato que venha a ter conhecimento com relação aos Créditos empenhados que impeça ou restrinja de qualquer forma a utilização e/ou a liquidação regular dos Créditos; e
- (b) providenciar a liberação dos Créditos, para fins de pagamento de principal e/ou de rendimentos devidos relativos aos CTEEs e quaisquer outros pagamentos devidos e não pagos pela VENDEDORA.

3.2. Fica o TRUSTEE, em caráter irrevogável e irretratável, nomeado procurador com poderes suficientes e especiais para, em se verificando qualquer hipótese de descumprimento de obrigação de pagamento assumida no Contrato Mercantil por parte da VENDEDORA, determinar e proceder à liberação do penhor dos Créditos e/ou dos recursos deles decorrentes, nos termos da do item 1.3.3. acima e à sua transferência para os titulares dos CTEEs, podendo realizar todos os atos e assinar quaisquer documentos que se fizerem necessários para tal finalidade.

4. Comunicações

4.1. Toda e qualquer comunicação a ser enviada entre as partes deverá ser feita por escrito, nos endereços especificados no presente Contrato.

5. Cessão

5.1. O presente Contrato obriga as partes e seus sucessores, ficando vedada a sua cessão ou transferência, sem autorização expressa e escrita das outras partes.

6. Duração

6.1. O prazo de duração deste Contrato inicia-se a partir da data de sua assinatura e encerra-se no momento em que cessarem todas as obrigações decorrentes do Contrato Mercantil, permanecendo válido, pelo menos, até a liquidação da última fatura referente ao Contrato Inicial.

7. Foro

7.1. Fica eleito o foro da Comarca da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, para apreciação e julgamento das eventuais divergências decorrentes deste Contrato.

Encontrando-se as partes assim ajustadas, assinam o presente contrato, juntamente com duas testemunhas, em 7 (sete) vias.

São Paulo, [___] 2002.

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO

**OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA
DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.**

INSTRUMENTO PARTICULAR PARA CONSTITUIÇÃO DE PENHOR SOBRE DIREITOS CREDITÓRIOS



INSTRUMENTO PARTICULAR PARA CONSTITUIÇÃO DE PENHOR MERCANTIL SOBRE DIREITOS CREDITÓRIOS

Pelo presente instrumento particular, de um lado

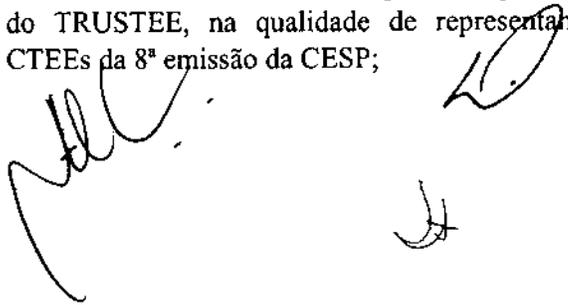
CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO, empresa exploradora de serviço público de geração de energia elétrica, autorizada a funcionar pelo Decreto nº 59.581, de 23 de dezembro de 1966, com sede na Alameda Ministro Rocha Azevedo, 25, São Paulo, Capital, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.933.603/0001-78, neste ato representada por seus Diretores abaixo assinados, doravante denominada **VENDEDORA**; e,

de outro lado:

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., com sede na Avenida das Américas, 500, sala 205, Rio de Janeiro, Capital, inscrita no CNPJ/MF sob nº 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu estatuto social, aqui representante da comunhão dos titulares dos Certificados a Termo de Energia Elétrica da 8ª Emissão da **VENDEDORA** (“CTEEs”), doravante denominado **TRUSTEE**.

CONSIDERANDO QUE:

- (i) a **VENDEDORA** fornece energia elétrica à **COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ** (“**CPFL**”), nos termos do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado entre as partes em 13 de setembro de 1999 (o “**Contrato Inicial**”);
- (ii) por conta do fornecimento de energia estabelecido nos termos do **Contrato Inicial**, a **VENDEDORA** emite faturas representativas dos créditos originados contra a **CPFL** (os “**Créditos**”); e,
- (iii) nos termos da Cláusula Treze do Contrato Mercantil de Compra e Venda a Termo de Energia Elétrica Associado à 8ª Emissão de **CTEEs** da **VENDEDORA**, do qual o presente instrumento é parte integrante (“**Contrato Mercantil**”), a 8ª Emissão de **CTEEs** da **VENDEDORA** é garantida pelo penhor dos **Créditos** em favor do **TRUSTEE**, na qualidade de representante da comunhão dos titulares de **CTEEs** da 8ª emissão da **CESP**;



as partes têm justo e contratado celebrar o presente Instrumento Particular para Contratação de Penhor Mercantil sobre Direitos Creditórios (o “Contrato”), que se regerá pelas cláusulas e condições seguintes:

1. Objeto

1.1. Em garantia do pagamento das obrigações assumidas nos termos do Contrato Mercantil, a VENDEDORA constitui neste ato, em favor do TRUSTEE, o penhor sobre os Créditos.

1.2. Os Créditos serão empenhados em favor do TRUSTEE, na qualidade de representante da comunhão dos titulares dos CTEEs da 8ª emissão de CTEEs da VENDEDORA.

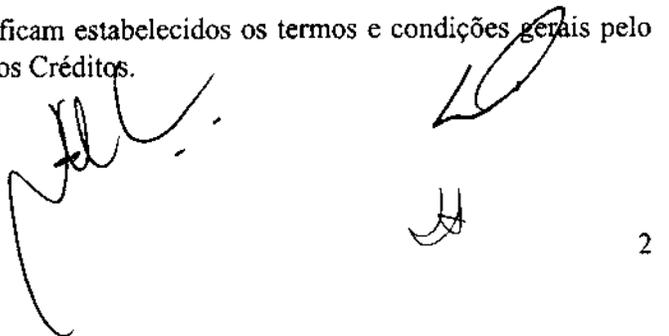
1.3. Nos termos do artigo 274 do Código Comercial brasileiro, a VENDEDORA, neste ato, transfere a posse dos documentos relacionados aos Créditos (os “Documentos dos Créditos”) ao TRUSTEE, por meio da *cláusula constituti*.

1.3.1. Em vista do disposto acima a VENDEDORA assume o encargo de fiel depositária dos Documentos dos Créditos, obrigando-se a cumprir fielmente todas as obrigações decorrentes desse encargo, nos termos dos artigos 280 e seguintes do Código Comercial brasileiro e 1265 e seguintes do Código Civil brasileiro.

1.3.2. Para todos os fins e efeitos de direito, em especial para o caso de aplicação das sanções ao depositário infiel, a obrigação de manter e guardar os Documentos dos Créditos é dos representantes legais da VENDEDORA que comparecem na assinatura deste Contrato, que remanescerão responsáveis pela guarda dos Documentos dos Créditos até a extinção das obrigações garantidas pelo penhor ora constituído.

1.3.3. Os recursos provenientes dos Créditos serão depositados na conta corrente de titularidade da VENDEDORA mantida junto ao Banco do Estado de São Paulo – BANESPA, constituída especialmente para esse fim, a ser informada mediante comunicação enviada pela VENDEDORA ao TRUSTEE. Nesse caso, o penhor ora constituído se sub-rogará, imediatamente e independentemente de qualquer comunicação à VENDEDORA ou de aditamento a este Contrato, nos direitos de crédito decorrentes da conta corrente ora referida.

1.3.4. No presente instrumento ficam estabelecidos os termos e condições gerais pelo qual será regido o penhor sobre os Créditos.



Handwritten signatures and initials are present below the text. On the left, there is a large, stylized signature. To its right, there are several smaller initials and a large, loopy scribble. Further right, there are two small initials. To the right of these signatures, the numbers '1' and '2' are written vertically.

2. Obrigações da VENDEDORA

2.1. A VENDEDORA obriga-se a:

- (a) não transferir, ceder, ou por qualquer forma onerar os Créditos sobre os quais é constituído o penhor objeto deste Contrato;
- (b) tomar todas as providências necessárias ou convenientes à efetivação, aperfeiçoamento e manutenção do penhor ora constituído;
- (c) informar ao TRUSTEE a ocorrência de qualquer fato relacionado aos Créditos objeto do presente penhor que impeça, afete ou restrinja de qualquer forma a utilização e/ou a liquidação regular dos Créditos;
- (d) ressarcir o TRUSTEE de todas as despesas que tenha comprovadamente incorrido para resguardar o presente penhor; e,
- (e) arcar com as despesas que se fizerem necessárias para o registro do presente Contrato.

3. Obrigações do TRUSTEE

3.1. O TRUSTEE obriga-se a:

- (a) informar os titulares dos CTEEs de qualquer fato que venha a ter conhecimento com relação aos Créditos empenhados que impeça ou restrinja de qualquer forma a utilização e/ou a liquidação regular dos Créditos; e
- (b) providenciar a liberação dos Créditos, para fins de pagamento de principal e/ou de rendimentos devidos relativos aos CTEEs e quaisquer outros pagamentos devidos e não pagos pela VENDEDORA.

3.2. Fica o TRUSTEE, em caráter irrevogável e irretroatável, nomeado procurador com poderes suficientes e especiais para, em se verificando qualquer hipótese de descumprimento de obrigação de pagamento assumida no Contrato Mercantil por parte da VENDEDORA, determinar e proceder à liberação do penhor dos Créditos e/ou dos recursos deles decorrentes, nos termos da do item 1.3.3. acima e à sua transferência para os titulares dos CTEEs, podendo realizar todos os atos e assinar quaisquer documentos que se fizerem necessários para tal finalidade.



3

4. Comunicações

4.1. Toda e qualquer comunicação a ser enviada entre as partes deverá ser feita por escrito, nos endereços especificados no presente Contrato.

5. Cessão

5.1. O presente Contrato obriga as partes e seus sucessores, ficando vedada a sua cessão ou transferência, sem autorização expressa e escrita das outras partes.

6. Duração

6.1. O prazo de duração deste Contrato inicia-se a partir da data de sua assinatura e encerra-se no momento em que cessarem todas as obrigações decorrentes do Contrato Mercantil, permanecendo válido, pelo menos, até a liquidação da última fatura referente ao Contrato Inicial.

7. Foro

7.1. Fica eleito o foro da Comarca da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, para apreciação e julgamento das eventuais divergências decorrentes deste Contrato.

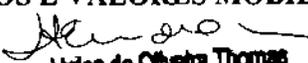
Encontrando-se as partes assim ajustadas, assinam o presente contrato, juntamente com duas testemunhas, em 7 (sete) vias.

São Paulo, 21 de maio de 2002.

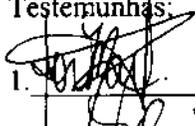
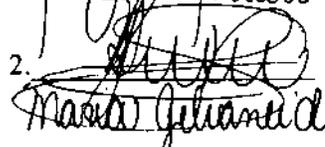

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO
GUILHERME AUGUSTO CIZANG DE TOLEDO
DIRETOR PRESENTE


VICENTE OKASAKI
DIRETOR FINANCEIRO

**OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA
DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.**


Helen de Oliveira Thomas
Procuradora

Testemunhas:

1. 
Jorua Maria da LINDADE, CPF 174.866.648-79
2. 
Maria Juliana de B. da Silva CPF 165172938-76

CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA ENTRE A COMPANHIA E A CPFL



CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Pelo presente instrumento que entre si fazem:

- I - De um lado e doravante denominada simplesmente **VENDEDORA, CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO**, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Alameda Ministro Rocha Azevedo, nº 25, inscrita no CNPJ sob o nº 60.933.603/0001-78, representada, nos termos do art. 24, VI de seu Estatuto Social, por seu Presidente e Diretor de Geração e Transmissão, ao final qualificados e assinados; e
- II - De outro lado e doravante denominada simplesmente **COMPRADORA, CPFL – COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ**, concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, com sede na Cidade de Campinas, Estado de São Paulo, na Rodovia Campinas Mogi-Mirim, km 2,5 – nº 1755, Jardim Santana, inscrita no CNPJ sob o nº 33.050.196/0001-88, representada nos termos de seu Estatuto Social, por seu Presidente e Diretor, ao final qualificados e assinados;

CONSIDERANDO QUE:

- A. a **VENDEDORA** opera as usinas de geração de energia elétrica relacionadas no **ANEXO II - ITEM 1** ao presente instrumento e participa do **SISTEMA INTERLIGADO**;
- B. a **COMPRADORA** é concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica e também participa do **SISTEMA INTERLIGADO**;
- C. a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, doravante mencionada simplesmente Lei 9.648/98, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998 - Dec. 2.655/98 determinou, dentre outras coisas, que:
 - i) o acesso e o uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de **ENERGIA** fossem contratados separadamente da compra e venda de **ENERGIA** e **DEMANDA** estabelecendo condições específicas para o período de 1999 a 2005; e
 - ii) dentro dos prazos previstos, as transações de compra e venda de **ENERGIA** e **DEMANDA** passem a ser negociadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e que as funções ora desempenhadas pelo GCOI sejam transferidas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- D. a Resolução ANEEL nº 222, de 30 de junho de 1999 permanecerá em vigor até a mudança para o novo sistema de operação e comercialização de **ENERGIA** a ser estabelecido pelo MAE;
- E. a **VENDEDORA** obedece a um despacho centralizado e a **COMPRADORA** terá seu suprimento garantido pelo **SISTEMA INTERLIGADO**, salvo em situações de racionamento;
- F. a **VENDEDORA** e a **COMPRADORA** devem adequar sua relação contratual ao disposto na Lei 9.648/98 e ao **ACORDO** e as **REGRAS DO MAE**;

A **VENDEDORA** E A **COMPRADORA** TÊM, ENTRE SI, JUSTO E ACORDADO CELEBRAR O PRESENTE CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA, DORAVANTE DENOMINADO "CONTRATO", DE ACORDO COM OS SEGUINTE TERMOS E CONDIÇÕES:



TÍTULO I

Das definições e premissas aplicáveis ao presente CONTRATO

Ciáusula 1ª - Para o efeito de permitir o perfeito entendimento e precisão da terminologia técnica empregada neste CONTRATO e seus anexos ("ANEXOS"), fica, desde já, acordado entre a VENDEDORA e a COMPRADORA o conceito dos seguintes vocábulos e expressões:

- a) "**ANEEL**": Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia especial que tem por finalidade regular, mediar e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de ENERGIA, criada pela Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) "**ANO CONTRATUAL**": cada ano de execução do contrato, sendo que o primeiro ano é contado da assinatura até 31 de dezembro do mesmo ano e partir de então, todo qualquer período de doze meses subsequente, iniciando em 1º de janeiro de cada ano e concluído em 31 de dezembro do mesmo ano, limitado a 31 de dezembro de 2005, inclusive;
- c) "**APROVAÇÕES**": licenças, concessões, permissões, autorizações, e outros atos ou documentos que permitam o exercício de determinada atividade, outorgada pela AUTORIDADE COMPETENTE;
- d) "**CONTRATOS INICIAIS DA VENDEDORA**": significa este CONTRATO e outros contratos similares que tenham sido ou venham a ser celebrados entre a VENDEDORA e as distribuidoras identificadas no ANEXO II – ITEM 2;
- e) "**DATA DE INÍCIO**": a data de 07 de agosto de 1999;
- f) "**DEMANDA CONTRATADA**": em relação a qualquer MÊS DO CONTRATO, o montante em kWh/h da DEMANDA determinada para tal mês, e colocada à disposição da COMPRADORA no PONTO DE REFERÊNCIA.;
- g) "**DEMANDA**": montante, em MW, da potência média entregue à COMPRADORA durante intervalo de tempo definido;
- h) "**ENERGIA ASSEGURADA DA VENDEDORA**": em qualquer ANO CONTRATUAL, a ENERGIA determinada de acordo com os critérios estabelecidos no Decreto nº 2.655/98, cuja alocação a VENDEDORA faça jus para efeito de contratação;
- i) "**ENERGIA CONTRATADA**": em relação a qualquer MÊS DO CONTRATO, em qualquer ANO CONTRATUAL, o montante em MWh contratado para tal mês e colocado à disposição da COMPRADORA no PONTO DE REFERÊNCIA.;
- j) "**ENERGIA**": quantidade de energia elétrica ativa durante qualquer período de tempo, expressa em Watt-hora (Wh) ou seus múltiplos;
- k) "**ENTREGA SIMBÓLICA**": a entrega de ENERGIA e DEMANDA que se opera ou se cumpre, pela entrega de quantidades que, figuradamente ou simbolicamente, representam as quantidades efetivamente transferidas de ENERGIA e DEMANDA;
- l) "**EXIGÊNCIAS LEGAIS**": qualquer lei, regulamento, ou outro ato normativo de qualquer ordem, diretriz, decisão ou orientação de qualquer AUTORIDADE COMPETENTE;
- m) "**FATURAMENTO DE DEMANDA**": em relação a qualquer MÊS DO CONTRATO, o valor pecuniário faturado pela DEMANDA CONTRATADA, em R\$, de acordo com as Cláusulas 13 e 14 deste CONTRATO;



2

- n) **"FATURAMENTO DE ENERGIA"**: em relação a qualquer MÊS DO CONTRATO, o valor pecuniário faturado pela ENERGIA CONTRATADA, em R\$, de acordo com as Cláusulas 13 e 14 deste CONTRATO;
- o) **"ONS"**: Operador Nacional do Sistema Elétrico, autorizado pela Resolução ANEEL nº 351, de 11 de novembro de 1998;
- p) **"IP"**: é o Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pelo Departamento de Economia da Fundação Getúlio Vargas, ou, no caso da sua extinção, qualquer outro índice que reflita adequadamente a desvalorização da moeda nacional, conforme acordado pelas PARTES, de acordo com o que for disciplinado pela ANEEL;
- q) **"MÊS DO CONTRATO"**: o mês calendário de qualquer ANO CONTRATUAL;
- r) **"ACORDO E REGRAS DO MAE"**: as regras aplicáveis às geradoras, distribuidoras e comercializadoras, com reflexos comerciais estabelecidos pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, bem como suas alterações posteriores, sujeitas à aprovação da ANEEL;
- s) **"PARQUE GERADOR DA VENDEDORA"**: as usinas geradoras de ENERGIA, participantes do SISTEMA INTERLIGADO e relacionadas expressamente no ANEXO II – ITEM 1.
- t) **"PARTE"**: a VENDEDORA ou a COMPRADORA (estas referidas em conjunto como **"PARTES"**);
- u) **"PONTO DE REFERÊNCIA"**: é o ponto virtual no SISTEMA INTERLIGADO a partir do qual considerar-se-á, para os efeitos deste CONTRATO, que a ENERGIA e DEMANDA foi entregue pela VENDEDORA à COMPRADORA, e cuja definição dar-se-á pela aplicação de fatores de perda conforme estabelecido na Resolução ANEEL nº 244 de 29 de julho de 1998;
- v) **"PRAZO DO CONTRATO"**: o período que se inicia na data de 10 de junho de 1999 e expira em 31 de dezembro de 2005;
- w) **"SISTEMA DA COMPRADORA"**: ativos de transmissão e distribuição explorados pela COMPRADORA;
- x) **"SISTEMA INTERLIGADO"**: os sistemas de geração, transmissão e distribuição de propriedade das diversas empresas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com uso compartilhado por essas empresas, por onde transitam ENERGIAS de diversas fontes e destinos, sujeitos às NORMAS DO GCOI; a partir do início do funcionamento da linha de transmissão destinada à interconexão do SISTEMA INTERLIGADO das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste com o das regiões Norte e Nordeste, a expressão SISTEMA INTERLIGADO compreenderá o conjunto desses sistemas, observada a legislação superveniente sobre o assunto;
- y) **"TRIBUTOS"**: todos os impostos, taxas, contribuições, compensações financeiras, "royalties", devidos a qualquer AUTORIDADE COMPETENTE e incidente sobre o objeto deste CONTRATO, excluído qualquer tributo existente ou que venha a ser criado sobre o lucro líquido (ajustado ou não) ou resultados de uma das PARTES, abrangendo esta exclusão o imposto sobre a renda da pessoa jurídica, a contribuição social sobre o lucro e impostos ou contribuições sobre movimentações financeiras.



Cláusula 2ª - Para fins deste CONTRATO, deve ser considerado que:

- a) as referências às quantidades de ENERGIA e de DEMANDA dizem respeito às quantidades transferidas por ENTREGA SIMBÓLICA no PONTO DE REFERÊNCIA e contabilizadas (nos termos do ACORDO E REGRAS DO MAE) como tendo sido transferidas pela VENDEDORA à COMPRADORA;
- b) referências a uma geradora ou a uma distribuidora dizem respeito a geradoras ou distribuidoras participantes do SISTEMA INTERLIGADO;
- c) referências a uma geradora, incluindo a VENDEDORA, incluem ainda as empresas:
 - i) que tenham contrato de compra de ENERGIA e DEMANDA gerada por uma determinada usina geradora, usina essa que será considerada como sendo explorada pela geradora, mesmo que tal compra tenha por base a entrega física no ponto de conexão daquela usina ao SISTEMA INTERLIGADO;
 - ii) com direito a entregar ENERGIA e DEMANDA por uma interconexão por meio da qual a ENERGIA e DEMANDA podem ser entregues ao SISTEMA INTERLIGADO por outro sistema.

Cláusula 3ª - A compra e venda ora contratada baseia-se na Lei nº 9648/98, art. 10, e no ACORDO E REGRAS DO MAE, em virtude das quais:

- a) A COMPRADORA terá seu suprimento garantido pelo SISTEMA INTERLIGADO, salvo em situações de racionamento;
- b) A VENDEDORA será tratada como tendo entregue à COMPRADORA a ENERGIA e DEMANDA CONTRATADA, independentemente do montante de geração que as usinas da VENDEDORA tenham sido instruídas a produzir.
- c) quaisquer diferenças na produção de ENERGIA em relação a ENERGIA e DEMANDA CONTRATADA serão tratadas conforme o ACORDO E REGRAS DO MAE, não se constituindo objeto deste CONTRATO.

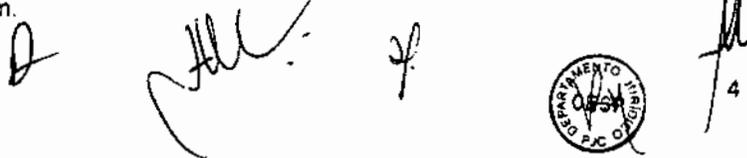
TÍTULO II Objeto e prazo de vigência

Capítulo I - Objeto

Cláusula 4ª - Este CONTRATO entre a VENDEDORA e a COMPRADORA tem por objetivo regular, de acordo com os pressupostos elencados e acordados na Cláusula 3ª acima:

- a) a compra e venda da ENERGIA CONTRATADA e da DEMANDA CONTRATADA; e
- b) os princípios aplicáveis aos ajustes a serem introduzidos no presente CONTRATO em virtude do início da comercialização de ENERGIA e DEMANDA através do MAE e da transferência das funções ora desempenhadas pelo GCOI ao ONS

Parágrafo único. Os pagamentos pela COMPRADORA ou pela VENDEDORA das diferenças de ENERGIA e de DEMANDA em relação à ENERGIA CONTRATADA e à DEMANDA CONTRATADA não são objeto desse CONTRATO, sendo que tais diferenças terão tratamento nas ACORDO E REGRAS DO MAE, as quais as PARTES reconhecem e às quais se submetem.



Capítulo II - Do prazo

Cláusula 5ª - O presente CONTRATO vigorará a partir de 10 de junho de 1999 até 31 de dezembro de 2005.

Cláusula 6ª - A partir da data de assinatura deste contrato, ficarão rescindidas as disposições do Contrato de Suprimento, celebrado com a CESP e a COMPRADORA em 28/05/1993, e respectivos aditivos, com relação aos montantes de demanda e energia ora contratados.

**TÍTULO III
Compra e Venda de ENERGIA**

Capítulo I - Condições Gerais

Cláusula 7ª - Pelo presente instrumento a VENDEDORA vende ENERGIA e DEMANDA à COMPRADORA, e a COMPRADORA compra ENERGIA e DEMANDA da VENDEDORA, nas quantidades, pelo preço e de acordo com as demais condições estabelecidas neste CONTRATO e seus ANEXOS.

Parágrafo Primeiro - A ENERGIA e DEMANDA recebida pela COMPRADORA do SISTEMA INTERLIGADO, em quantidades iguais ou menores àquelas estabelecidas neste CONTRATO, será alocada como tendo sido recebida pela COMPRADORA da VENDEDORA de acordo com o presente CONTRATO, de sorte que a COMPRADORA não seja obrigada a pagar a terceiros por tais quantidades de ENERGIA e DEMANDA.

Parágrafo Segundo - Se a COMPRADORA receber menos do que o montante de ENERGIA e DEMANDA objeto deste CONTRATO, a COMPRADORA continuará obrigada a pagar à VENDEDORA pelo valor total do volume contratado.

Parágrafo Terceiro - Os faturamentos integrais relativos à compra de ENERGIA e DEMANDA, pela COMPRADORA, referem-se a períodos normais de fornecimento, podendo não vigorar nos períodos de racionamento, durante os quais deverá ser observado o disposto no Decreto nº 93.901, de 9 de Janeiro de 1987, ou legislação que venha a substituí-lo ou complementá-lo.

Cláusula 8ª - Independentemente das quantidades objeto deste CONTRATO a VENDEDORA deverá gerar, ela própria, quaisquer quantidades específicas de ENERGIA e DEMANDA que forem estabelecidas de acordo com os Procedimentos do ONS.

Cláusula 9ª - A COMPRADORA poderá, observada a legislação vigente e o disposto no ACORDO E REGRAS DO MAE, revender qualquer parcela da ENERGIA e DEMANDA por ela adquirida em consonância com o presente CONTRATO.

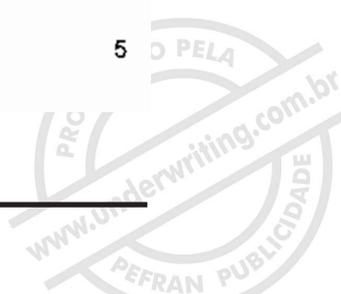
Parágrafo único. O exercício da faculdade prevista nesta Cláusula não implicará:

- a) quaisquer conseqüências em relação às quantidades de ENERGIA e DEMANDA objeto do presente CONTRATO e ao respectivo preço;
- b) alteração do conceito de PONTO DE REFERÊNCIA; e
- c) cessão de direitos e obrigações, inclusive de pagamento, previstas no presente CONTRATO e seus ANEXOS.



[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



Capítulo II - Quantidades

Cláusula 10. As quantidades de ENERGIA e DEMANDA vendidas pela VENDEDORA à COMPRADORA sob este CONTRATO, em cada MÊS DO CONTRATO, são respectivamente, a ENERGIA CONTRATADA e a DEMANDA CONTRATADA para aquele mês.

Parágrafo Primeiro - As quantidades de ENERGIA do ANEXO I se referem aos valores médios anuais que deverão ser discriminados para cada MÊS DO CONTRATO. A discriminação mensal dos montantes de energia contratada para o período de junho a dezembro de 1999, será efetuada segundo os mesmos critérios adotados no GCOI no cálculo dos montantes utilizados para o faturamento dos meses de janeiro a maio de 1999, conforme ofício nº 036/1999/DR/ANEEL, de 26 de janeiro de 1999. A discriminação mensal dos anos subsequentes será efetuada até dezembro do respectivo ano anterior, considerando a sazonalidade atualizada pelo PLANTE/MERCADO – Planejamento Tarifário de Energia Elétrica / MERCADO, dos respectivos anos.

Parágrafo Segundo - Ocorrendo o exercício da opção de qualquer consumidor de que trata o art. 15 da Lei nº 9.074 de 1995, implicando redução do mercado da COMPRADORA, fica facultado a esta rever, na mesma proporção, as quantidades de ENERGIA e DEMANDA vendidas sob este CONTRATO, conforme a Lei 9.648/98.

Cláusula 11. As quantidades de ENERGIA e DEMANDA que a COMPRADORA poderá receber e que a VENDEDORA estará obrigada a vender, durante cada intervalo de tempo, sob este CONTRATO, estarão limitadas conforme o disposto no ACORDO E REGRAS DO MAE.

Capítulo III - Condições Operacionais

Cláusula 12. As condições operacionais da compra e venda objeto deste CONTRATO estão disciplinadas no ACORDO E REGRAS DO MAE.

Capítulo IV - Dos Preços

Cláusula 13. A COMPRADORA pagará à VENDEDORA, em relação a cada MÊS DO CONTRATO, o FATURAMENTO DE ENERGIA pela ENERGIA CONTRATADA e o FATURAMENTO DE DEMANDA pela DEMANDA CONTRATADA, com os preços estabelecidos no ANEXO I ao presente CONTRATO e os volumes estabelecidos conforme Cláusula 10.

Parágrafo Primeiro - Os preços discriminados no ANEXO I do presente CONTRATO serão reajustados com periodicidade anual no décimo segundo mês após o mês da DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR, sendo esta definida da seguinte forma:

- a) no primeiro reajuste, a DATA DE INÍCIO; e (40/08/99)
- b) nos reajustes subsequentes, a data do último reajuste, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

Parágrafo Segundo - O FATURAMENTO DE ENERGIA, em cada MÊS DO CONTRATO, corresponderá a:

FATURAMENTO DE ENERGIA = ENERGIA CONTRATADA x PREÇO DE ENERGIA



6



Onde:

PREÇO DE ENERGIA: Preço (em R\$/MWh) estabelecido no Anexo I a este CONTRATO e reajustado na forma disposta nesta Cláusula, tomando como base o preço do Anexo III da Resolução ANEEL nº 143, de 09 de junho de 1999.

Parágrafo Terceiro - O FATURAMENTO DE DEMANDA, em cada MÊS DO CONTRATO, corresponderá a:

FATURAMENTO DE DEMANDA = DEMANDA CONTRATADA x PREÇO DE DEMANDA

Onde:

PREÇO DE DEMANDA: Preço (em R\$/kW mês) estabelecido no Anexo I a este CONTRATO e reajustado na forma disposta nesta Cláusula, tomando como base o preço do Anexo III da Resolução ANEEL nº 143, de 09 de junho de 1999.

Parágrafo Quarto - Os reajustes de preços referidos nos parágrafos anteriores se darão pela aplicação de um fator de reajuste (FR) aos preços de energia e de demanda vigentes na DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR, definido da seguinte forma:

$$FR = (VPA_1 + (VPB_0 \times FIP)) / RA$$

Onde:

RA = Somatório dos faturamentos de energia e de demanda no PERÍODO DE REFERÊNCIA, calculados com os preços de energia e de demanda vigentes na DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR, excluído o ICMS;

PERÍODO DE REFERÊNCIA = os últimos doze meses anteriores à DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO

$$VPB_0 = RA - VPA_0$$

VPA₀ = Valor correspondente aos TRIBUTOS relativos ao PERÍODO DE REFERÊNCIA, nas condições vigentes na DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR;

VPA₁ = Valor correspondente aos TRIBUTOS relativos ao PERÍODO DE REFERÊNCIA, nas condições vigentes na DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO

FIP = é o fator que exprime a variação do Índice Geral de Preços de Mercado, entre o mês anterior ao do reajuste em processamento e do mês anterior à " DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR " .

Parágrafo Quinto - A periodicidade dos reajustes de que trata o Parágrafo Primeiro desta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a um ano, caso a legislação aplicável o permita, à critério da ANEEL, adequando-se a DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR à nova periodicidade estipulada, e, conforme o caso, aplicada em base *pro rata tempore*.

Capítulo V - Condições de faturamento e pagamento

Cláusula 14. O faturamento mensal do FATURAMENTO DE ENERGIA e do FATURAMENTO DE DEMANDA, definidos na Cláusula 13 será objeto de uma única fatura, desdobrada em 3 (três) vencimentos, cada um equivalente a 1/3 (terça parte) do valor global faturado, cujo pagamento deverá ser efetuado pela COMPRADORA dentro dos seguintes prazos:



Handwritten signatures of the contracting parties.

7



- a) 1º vencimento - até o dia 15 do mês seguinte ao MÊS DO CONTRATO;
- b) 2º vencimento - até o dia 25 do mês seguinte ao MÊS DO CONTRATO; e
- c) 3º vencimento - até o dia 05 do segundo mês seguinte ao MÊS DO CONTRATO.

Parágrafo Primeiro – A fatura, com os correspondentes vencimentos, será apresentada pela VENDEDORA no prazo de no mínimo 5 (cinco) dias úteis anteriores à data do primeiro vencimento. No caso de atraso na apresentação, por motivo imputável à VENDEDORA, as datas de vencimento serão automaticamente postergadas por prazo igual ao do atraso verificado.

Parágrafo Segundo - Os pagamentos da fatura mencionada nas alíneas desta Cláusula deverão ser efetuados por crédito em conta corrente bancária a ser indicada pela VENDEDORA.

Parágrafo Terceiro - Eventuais despesas financeiras por conta da realização do crédito em conta corrente bancária da VENDEDORA, nos termos do parágrafo precedente, correrão por conta da COMPRADORA.

Cláusula 15. As divergências eventualmente apontadas no faturamento não afetarão os prazos para pagamento das faturas, nos montantes faturados, devendo a diferença, se houver ser compensada, em fatura subsequente, pelos preços vigentes no mês em que estiver sendo efetuado o acerto, podendo, de comum acordo entre as PARTES, serem compensadas no próprio mês.

Parágrafo único. Serão devidos juros efetivos de 12% (doze por cento) ao ano (calculados *pro rata die*) sobre qualquer soma contestada que venha posteriormente a ser acordada ou definida como sendo devida, ou pela VENDEDORA ou pela COMPRADORA. Esses juros incidirão desde a data em que a quantia tornou-se devida até a data do pagamento, excluído o dia do pagamento.

Capítulo VI - Da mora no pagamento do preço e seus efeitos

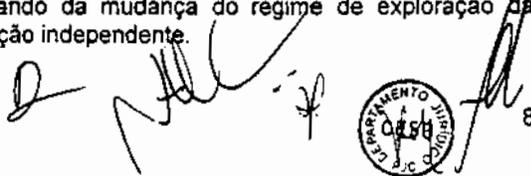
Cláusula 16. Fica caracterizada a mora quando a COMPRADORA deixar de liquidar qualquer das faturas na data de seu vencimento.

Cláusula 17. Caso haja atraso no pagamento de qualquer das faturas emitidas com base no presente CONTRATO, sem prejuízo da aplicação do disposto no Capítulo VII deste CONTRATO, incidirão sobre as parcelas em atraso os seguintes acréscimos moratórios:

- a) multa de 10% (dez por cento), nos termos do art. 4º do Decreto Lei nº 2.432, de 17 de maio de 1988, ou legislação que vier a substituí-lo, que terá a mesma destinação do principal, e
- b) juros efetivos de mora de 12% (doze por cento) ao ano, calculados *pro rata die*.

Parágrafo Primeiro. Os acréscimos moratórios previstos nas alíneas precedentes incidirão sobre o valor das parcelas em atraso, mensalmente atualizadas monetariamente pelo IP.

Parágrafo Segundo. A multa estabelecida na alínea a) será reduzida para 2% (dois por cento), mantida a sua destinação, quando da mudança do regime de exploração da concessão da VENDEDORA para produção independente.



Capítulo VII - Das garantias do pagamento do preço

Cláusula 18. Para garantir o fiel cumprimento das obrigações previstas neste CONTRATO, a COMPRADORA aceita, neste ato, " Instrumento Particular de Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento de Obrigações ", conforme ANEXO VI .

Capítulo VIII - Revisão de preços e equilíbrio econômico-financeiro

Cláusula 19. A VENDEDORA reconhece que os preços da ENERGIA CONTRATADA e DEMANDA CONTRATADA objeto deste CONTRATO, definidos na Cláusula 13, em conjunto com as respectivas regras de reajuste previstas neste CONTRATO, são suficientes, na DATA DE INÍCIO, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste CONTRATO.

Cláusula 20. Sem prejuízo dos reajustes a que se refere a Cláusula 13, a VENDEDORA poderá solicitar à ANEEL a revisão dos preços deste CONTRATO, caso haja alterações significativas nos seus custos, por motivos fora de seu controle e devidamente comprovados, podendo a ANEEL determinar os novos preços aplicáveis a este CONTRATO, visando manter seu equilíbrio econômico-financeiro.

Parágrafo único. A COMPRADORA reconhece que a revisão de preços objeto deste Capítulo diz respeito exclusivamente à VENDEDORA, e que as consequências de eventuais revisões dos preços deste CONTRATO serão tratadas pela ANEEL, de acordo com seu contrato de Concessão, observada a legislação em vigor.

Cláusula 21. A criação, alteração ou extinção de TRIBUTOS, após a assinatura deste contrato, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão dos preços deste, para mais ou para menos, à critério da ANEEL.

TÍTULO IV
Caso Fortuito e Força Maior

Cláusula 22. Caso alguma das PARTES não possa cumprir qualquer de suas obrigações por motivo de força maior ou caso fortuito, o presente CONTRATO permanecerá em vigor, mas a obrigação afetada ficará suspensa por tempo igual ao de duração do evento e proporcionalmente aos seus efeitos.

TÍTULO V
Irrevogabilidade

Cláusula 23. Este CONTRATO é celebrado em caráter irrevogável pelo prazo de vigência na Cláusula 5º, observado o disposto na Lei 9.648/98 e o que dispuser a ANEEL a este respeito.

TÍTULO VI
Responsabilidades das PARTES

Cláusula 24. Pelo atraso no pagamento ou nas prestações previstas nas Cláusulas 14 e 15, deste CONTRATO, a COMPRADORA ficará sujeita ao pagamento das penalidades previstas, na Cláusula 17;

Cláusula 25. O término do prazo deste CONTRATO não afetará quaisquer direitos ou obrigações anteriores a tal evento e nem obrigações ou direitos de qualquer das PARTES, ainda que seu exercício ou cumprimento se dê após a sua ocorrência.

(Handwritten signatures and a circular stamp of the CPFL São Paulo Department of Energy)



TÍTULO VII
Da Solução de CONTROVÉRSIAS

Cláusula 26. Compete a ANEEL dirimir as controvérsias derivadas deste CONTRATO.

Parágrafo único. Antes do encaminhamento à ANEEL as partes buscarão solucionar a controvérsia seguindo os procedimentos estabelecidos nas cláusulas seguintes.

Cláusula 27. Dentro de 10 (dez) dias úteis da notificação, as PARTES poderão, de comum acordo, escolher 2 (dois) Especialistas, de notório saber e não integrantes direta ou indiretamente do quadro de pessoal das PARTES, a quem encaminharão a Controvérsia para emissão de Parecer.

Cláusula 28. Os Especialistas terão 15 (quinze) dias, prorrogáveis por igual período mediante sua solicitação e a concordância das PARTES, para elaborar o Parecer contendo subsídios para a solução da Controvérsia.

Cláusula 29. Recebido o Parecer, as PARTES terão 5 (cinco) dias úteis para analisá-lo e resolver a Controvérsia.

Cláusula 30. Caso as PARTES não resolvam a Controvérsia após esse período, proceder-se-á conforme Cláusula 31.

Cláusula 31. Não sendo indicados os Especialistas nos termos da Cláusula 27 ou não sendo resolvida a Controvérsia nos termos da Cláusula 30, as PARTES concordam em se reunir dentro de 7 (sete) dias úteis, na cidade de São Paulo ou em qualquer outro lugar que venha a ser acordado pelas PARTES, para buscar a solução definitiva da Controvérsia. Nestas reuniões as PARTES serão representadas por um de seus diretores.

TÍTULO VIII
Disposições Gerais

Cláusula 32. É vedada a cessão de direitos ou obrigações derivados deste CONTRATO sem a prévia concordância por escrito da outra PARTE e homologação da ANEEL.

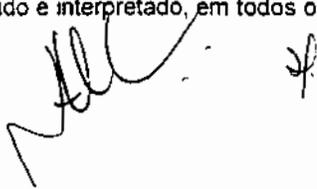
Cláusula 33. Este CONTRATO não poderá ser alterado, nem haver renúncia às suas disposições, exceto por meio de aditamento por escrito assinado pelas PARTES, observando o disposto na legislação aplicável.

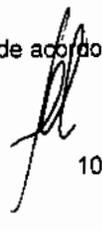
Cláusula 34. Nenhum atraso ou tolerância, por qualquer das PARTES, relativamente ao exercício de qualquer direito, poder, privilégio ou recurso sob este CONTRATO, será tido como passível de prejudicar tal direito, poder, privilégio ou recurso, nem será interpretado como renúncia dos mesmos.

Cláusula 35. Exceto pelas comunicações feitas conforme o ACORDO E REGRAS DO MAE, qualquer aviso ou outra comunicação de uma PARTE à outra a respeito deste CONTRATO, será feita por escrito e poderá ser entregue pessoalmente ou enviada por correio, fax ou meio eletrônico, em qualquer caso com prova do seu recebimento, ao endereço e em atenção aos representantes legais indicados no intróito deste CONTRATO.

Cláusula 36. O presente CONTRATO deverá ser apresentado pela VENDEDORA à ANEEL, e ao MAE, no prazo máximo de 05 (cinco) dias a contar da data de assinatura, assim como seus aditamentos ou alterações.

Cláusula 37. Este CONTRATO será regido e interpretado, em todos os seus aspectos, de acordo com as leis brasileiras.

 10

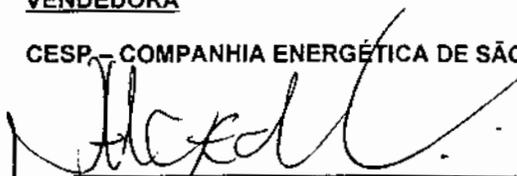
Cláusula 38. Fica eleito o FORO DA COMARCA de São Paulo, para dirimir qualquer dúvida ou questão decorrente deste CONTRATO, com expressa renúncia de qualquer outro por mais privilegiado que seja.

E, POR ESTAREM ASSIM JUSTAS E CONTRATADAS, AS PARTES CELEBRAM O PRESENTE INSTRUMENTO EM 03 (TRÊS) VIAS DE IGUAL TEOR, NA PRESENÇA DAS DUAS TESTEMUNHAS ABAIXO ASSINADAS.

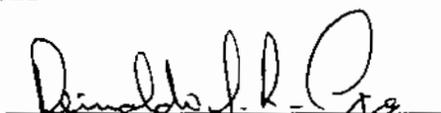
São Paulo, 13 de setembro de 1999.

VENDEDORA

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO



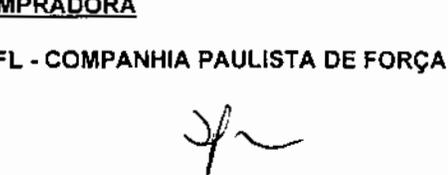
Guilherme Augusto Cirne de Toledo
Presidente



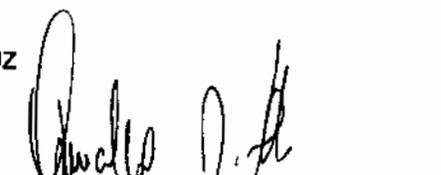
Reinaldo José Rodriguez de Campos
Diretor de Geração e Transmissão

COMPRADORA

CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ

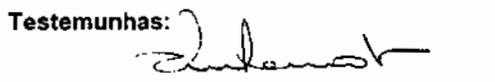


Ronald Jean Degen
Presidente



Oswaldo Benedito Feltrin
Diretor

Testemunhas:



[Nome:] José Antonio Sorge
[RG/CPF:] 8.893.966 - 04137984883



[Nome:] Walter Bigongiari Jr.
[RG/CPF:] 4.826.734 - 859171098-34



11



ANEXO I

QUANTIDADES E PREÇOS CONTRATADOS

VENDEDORA CESP - COMPRADORA CPFL

ENERGIAS CONTRATADAS (MW médio)		
1999	2000	2001
632	677	781

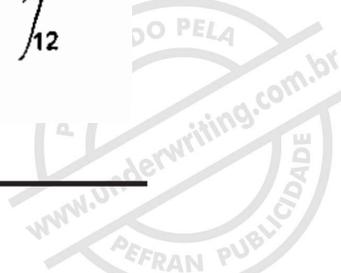
Mês	DEMANDAS CONTRATADAS (MWh/h)		
	1999	2000	2001
Jan	-	947	1032
Fev	-	1029	1133
Mar	-	1027	1129
Abr	-	1088	1233
Mai	-	1072	1203
Jun	1211	1058	1302
Jul	1242	1144	1305
Ago	1250	1134	1266
Set	1196	1113	1257
Out	1162	1141	1351
Nov	1045	1033	1149
Dez	979	1020	1123

Os montantes de ENERGIA e DEMANDA de potência a serem considerados no período de 2002 a 2005 serão os seguintes:

- I - no ano de 2002, correspondentes a 100 % dos valores indicados para o ano 2001;
- II - no ano de 2003, correspondentes a 75% dos valores indicados para o ano 2001;
- III - no ano de 2004, correspondentes a 50% dos valores indicados para o ano 2001;
- IV - no ano de 2005, correspondentes a 25% dos valores indicados para o ano 2001.

TARIFA DO CONTRATO INICIAL

Vendedora	Compradora	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/MWh)	Res. nº 143 de 09/06/99
CESP	CPFL	2,39	30,92	Anexo I
CESP	CPFL	2,57	33,26	Anexo II
CESP	CPFL	2,75	35,58	Anexo III



ANEXO II

1. PARQUE GERADOR DA CESP

(incluídas usinas em construção)

Usina Hidroelétrica	Rio	Potência (MW)
UHE ILHA SOLTEIRA	Paraná	3.444,00
UHE JUPIÁ (ENGº SOUZA DIAS)	Paraná	1.551,20
UHE PORTO PRIMAVERA (ENGº SÉRGIO MOTTA) (*)	Paraná	302,40
UHE TRÊS IRMÃOS	Tietê	807,50
UHE JAGUARI	Jaguari	27,60
UHE PARAIBUNA	Paraibuna	85,00

(*) Potência Nominal Total a ser instalada – 1.814,40 MW

Usina Térmica

nenhuma

Interconectores

ITAIPU

2. CONTRATOS INICIAIS DA CESP

- a) ELETROPAULO – METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A
- b) EBE – EMPRESA BANDEIRANTE DE ENERGIA S/A
- c) CPFL – COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
- d) ELEKTRO – ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A

[Handwritten signatures and initials]



ANEXO III**ALTERAÇÕES DE MERCADO****1. OBJETO DO ANEXO**

1.1. A Lei 9.648/98 e o Decreto 2.655/98 prevêem as alterações que serão feitas na organização do setor elétrico, doravante denominadas ALTERAÇÕES DE MERCADO, durante a vigência deste CONTRATO, que afetarão a forma como este contrato será cumprido.

1.2. O ANEXO IV – Documento Básico para o Estabelecimento das Regras do MAE descreve as ALTERAÇÕES DE MERCADO, sua forma de implementação, a qual poderá ser realizada simultaneamente ou em momentos distintos.

1.3. Este ANEXO descreve os efeitos das ALTERAÇÕES DE MERCADO sobre este CONTRATO.

2. EFEITOS DAS ALTERAÇÕES DE MERCADO NO CONTRATO

2.1. Ocorrendo, no curso deste CONTRATO, as ALTERAÇÕES DE MERCADO previstas no ANEXO IV, este CONTRATO, continuará a vigorar após a implementação, total ou parcial, das ALTERAÇÕES DE MERCADO, com base nos seguintes pressupostos:

- (i) que seja mantida a eficácia da principal finalidade comercial deste CONTRATO, ou seja, que a VENDEDORA seja considerada como tendo vendido à COMPRADORA e que a COMPRADORA seja obrigada a pagar as quantidades de ENERGIA e DEMANDA estabelecidas neste CONTRATO;
- (ii) que a COMPRADORA continue a pagar à VENDEDORA o FATURAMENTO DE ENERGIA e o FATURAMENTO DE DEMANDA previstos na Cláusula 13 do CONTRATO, ressalvado o disposto no Anexo V deste CONTRATO;
- (iii) que cada PARTE assumirá os riscos e oportunidades criados por cada ALTERAÇÃO DE MERCADO, definida em caráter não discriminatório e aplicável a todos os agentes do Setor;
- (iv) que cada uma das PARTES deverá arcar com seus próprios custos incorridos para adequar-se ao cumprimento deste CONTRATO, face a qualquer ALTERAÇÃO DE MERCADO;
- (v) que a VENDEDORA estará submetida às penalidades que o MAE ou ONS venha a impor a uma geradora cujas usinas não estejam disponíveis ou que deixe de cumprir qualquer instrução de despacho para geração, sem que isso venha a configurar qualquer ônus para a COMPRADORA; e
- (vi) que a Cláusula 22 deste CONTRATO, que trata sobre Caso Fortuito e Força Maior, não seja aplicada em relação a qualquer Alteração de Mercado, mas deverá continuar vigorando após qualquer Alteração de Mercado.

2.2. As PARTES deverão ser signatárias do Acordo de Mercado, que consubstanciará as regras comerciais do MAE, cujo esquema básico está descrito no ANEXO IV.

2.3. Este CONTRATO será registrado segundo as regras que vierem a ser estabelecidas no MAE, para fins de contabilização e liquidação.

[Handwritten signatures and a circular stamp]

2.4. Os montantes de ENERGIA especificados neste CONTRATO, sazonalizados mensalmente conforme disposto no Parágrafo Primeiro da Cláusula 10, deverão ser discriminados por período de apuração do MAE provisoriamente, obedecendo os seguintes princípios :

- A curva de contrato será ajustada, ao perfil da carga verificada mensal, de forma contínua no centro de gravidade do submercado a que pertence a empresa compradora. Caso em algum período de apuração dos valores ajustados ultrapassem a demanda contratada subtraída da reserva de potência, a diferença de energia equivalente será distribuída nos períodos vizinhos de apuração em que ocorreu a ultrapassagem.

Quando da aprovação das Regras de Mercado, pela Assembléia Geral do MAE e homologadas pela ANEEL, a COMPRADORA poderá manter a metodologia inicial ou optar pela modulação dos montantes de energia contratada, obedecendo o seguinte princípio :

- A curva de contrato será declarada mensalmente ex-ante, observando que a energia mensal seja igual a energia contratada, o valor máximo declarado seja o correspondente a demanda contratada subtraído da reserva de potência, e o valor mínimo declarado seja baseado na curva de carga típica da concessionária. A declaração desta curva de contrato poderá ser revista para cada semana seguinte.

2.5. Em qualquer MÊS DO CONTRATO, a soma dos montantes de ENERGIA, para cada período de apuração, deverá ser igual à ENERGIA CONTRATADA, ressalvado o disposto no Anexo V deste CONTRATO.

2.6. Em qualquer MÊS DO CONTRATO, nenhum montante de ENERGIA, para qualquer período de apuração, poderá ser superior à DEMANDA CONTRATADA.

2.7. As PARTES concordam que, a partir da introdução do MAE, o FATURAMENTO DE ENERGIA e o FATURAMENTO DE DEMANDA continuarão a ser calculados de acordo com o disposto na Cláusula 13 do CONTRATO, ressalvado o disposto no Anexo V deste CONTRATO.

2.8. Os montantes de ENERGIA objeto deste CONTRATO deverão ser considerados disponíveis, para fins de contabilização e liquidação, no submercado da COMPRADORA. Qualquer eventual exposição a diferenças de preço entre os submercados da VENDEDORA e da COMPRADORA, decorrentes desta consideração, constituirá ônus exclusivo da VENDEDORA.

2.9. Para cada submercado, um PONTO DE REFERÊNCIA será adotado, o qual será considerado, para fins deste CONTRATO, coincidente com o PONTO DE REFERÊNCIA adotado neste CONTRATO, o que implicará a manutenção das quantidades de ENERGIA CONTRATADA e DEMANDA CONTRATADA e de seus respectivos preços.

2.10. Durante os cinco primeiros ANOS CONTRATUAIS, todo o PARQUE GERADOR DA VENDEDORA estará sujeito às normas do Mecanismo de Realocação de ENERGIA - MRE.

2.11. Eventuais redefinições nos valores da ENERGIA ASSEGURADA DA VENDEDORA nos três últimos ANOS CONTRATUAIS não terão nenhum efeito sobre este CONTRATO.

2.12. Durante a vigência deste CONTRATO, as usinas termelétricas pertencentes ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA estarão sujeitas às normas do MRE, sendo que a queda progressiva de sua participação nos três últimos anos contratuais será igual à queda nos volumes contratuais, de forma que não haverá qualquer influência da retirada progressiva da participação das usinas termelétricas do MRE neste CONTRATO.

2.13. Os custos de combustível das usinas termoeletricas do PARQUE GERADOR DA VENDEDORA continuarão a ser reembolsados por meio do mecanismo da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, em sua totalidade até o final do ano de 2002. A partir do início de 2003, a

[Handwritten signatures]



15



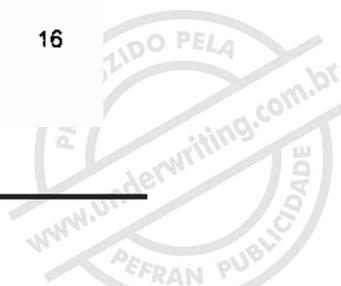
cobertura desses custos pela CCC será reduzida nas proporções definidas na Resolução ANEEL nº 261/98. Como os percentuais de redução estabelecidos na referida Resolução são iguais aos percentuais da redução dos montantes contratuais, mencionada no item 2.15 os preços deste CONTRATO não serão afetados pelos custos de combustível das usinas termoeletricas.

2.14. A VENDEDORA será obrigada, com respeito ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA, a prestar Serviços Ancilares ao Sistema Interligado, de acordo com as NORMAS DO GCOI, durante a vigência dos CONTRATOS INICIAIS. Não haverá a contraprestação de tais serviços pela COMPRADORA à VENDEDORA, uma vez que o preço da ENERGIA reflete a prestação de tais serviços.

2.15. Nos três últimos ANOS CONTRATUAIS, os CONTRATOS INICIAIS DA VENDEDORA serão progressivamente reduzidos, permitindo que a VENDEDORA passe a contratar e ser remunerada pelos Serviços Ancilares, referentes ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA na proporção da redução dos CONTRATOS INICIAIS.

2.16. A contratação e remuneração dos Serviços Ancilares prestados pela VENDEDORA, nos três anos finais deste CONTRATO, não trarão qualquer ônus adicional para a COMPRADORA, no âmbito deste CONTRATO. A COMPRADORA poderá, como qualquer outro usuário dos Serviços Ancilares, ser onerada por uma parcela dos custos dos Serviços Ancilares contratados pelo ONS junto à VENDEDORA ou a qualquer outro prestador de Serviços Ancilares.

2.17. Caso as ALTERAÇÕES DE MERCADO, que venham a ocorrer no curso deste CONTRATO, sejam diferentes daquelas previstas no ANEXO IV, este CONTRATO deverá ser adaptado e submetido à homologação da ANEEL.

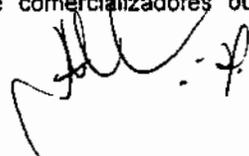


ANEXO IV

DOCUMENTO BÁSICO PARA O ESTABELECIMENTO DAS REGRAS DO MAE

1. FORMAÇÃO DOS PREÇOS

- Os algoritmos de apuração dos custos marginais de energia de curto prazo, com base nos quais serão estabelecidos os preços do MAE, estarão incorporados ao processo de otimização centralizado e determinativo da operação do sistema conduzido pelo ONS. Esse processo usará uma série de modelos de otimização e simulação em base plurianual, anual, mensal, semanal e diária, aprovados pelo MAE.
- Todos os modelos utilizados, inclusive seus programas fonte, serão disponibilizados para os participantes do MAE. Períodos de testes (shadow running) precederão a aplicação efetiva de novos modelos e de alterações de grande relevância nos modelos existentes ou em seus principais parâmetros (e.g. função de custos de déficit);
- Geradores hidrelétricos deverão informar os dados técnicos de suas usinas, incluindo os níveis de seus reservatórios, vazões e disponibilidade de seus equipamentos. Os geradores termelétricos deverão informar os dados de custos de operação e combustível, rendimento térmico e disponibilidade de seus equipamentos. Os comercializadores deverão informar suas previsões de demanda, de acordo com as necessidades da programação energética do ONS;
- Na definição dos preços do MAE, serão consideradas apenas as restrições de transmissão entre diferentes submercados. Os preços de cada submercado refletirão os correspondentes custos marginais de energia de curto prazo, considerando todas as unidades geradoras flexíveis que estiverem disponíveis, propostas de redução de carga mediante compensação, intercâmbios entre submercados e intercâmbios internacionais;
- O despacho em tempo real considerará todas as restrições de transmissão, bem como as redeclarações de disponibilidade e outros eventos ocorridos após a definição do preço. Os custos decorrentes dessas restrições serão cobertos pelo Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Na hipótese de persistirem restrições relevantes de transmissão internas aos submercados e de serem identificados claramente agentes do MAE como responsáveis por essas restrições, estes serão responsabilizados pelos custos decorrentes, reduzindo-se o ESS.
- Estímulos e penalidades serão estabelecidos, de modo a minimizar as redeclarações de disponibilidade, as alterações nas previsões de carga e as mudanças nas propostas de redução de carga, posteriores à definição do preço;
- Os preços do MAE serão determinados com antecedência a ser definida pelo MAE, podendo ser de uma semana ou, preferencialmente, de um dia (ex-ante). O preço do MAE em cada submercado será estabelecido para diversos períodos de apuração, definindo-se período de apuração como o intervalo de tempo que permite refletir variações relevantes do valor econômico da energia (e.g. cada meia hora ou cada hora);
- Tendo em conta uma função de custo de déficit, a ser definida com base em estudos desenvolvidos pela ANEEL, caberá ao ONS sugerir à ANEEL o racionamento preventivo de energia. A referida função relacionará custos unitários de déficit de energia ("patamares" de custo) e intensidades ("profundidades") desses déficits. Não se considerarão contratos de compra e venda de energia entre geradores e comercializadores ou consumidores na alocação de racionamento.


- Na eventualidade de corte de carga acarretado exclusivamente por insuficiência de capacidade de geração do sistema, os preços do MAE serão fixados de acordo com os correspondentes custos de interrupção. A insuficiência de capacidade poderá ser identificada antecipadamente (ex-ante) ou não (ex-post);
- Um Encargo de Capacidade (EC) será estabelecido, devendo incidir sobre toda a carga, contratada ou não, dos comercializadores e dos consumidores livres atuantes diretamente no MAE. O EC deverá incentivar os geradores a estarem disponíveis, quando solicitados pela operação do sistema, bem como incentivar a adequada expansão da potência instalada nos sistemas interligados e poderá constituir parcela do ESS.
- Estudos deverão ser conduzidos, especialmente na fase de implementação do EC, para garantir que seus montantes e os valores dos custos de déficit, utilizados na determinação do preços do MAE, sejam fixados de forma consistente, isto é, que o efeito combinado de ambos atinja um nível adequado de pagamentos aos geradores, que não crie incentivos insuficientes ou excessivos.
- Com base em critério econômico de confiabilidade de potência, caberá ao ONS indicar à ANEEL a necessidade ou não de instalação de potência adicional nos sistemas interligados. Caso a ANEEL conclua pela necessidade de potência adicional, a ANEEL deverá aprovar os procedimentos competitivos a serem adotados pelo ONS para o provimento de potência adicional, bem como os critérios de contratação e remuneração dos provedores;
- Consumidores cuja demanda contratada totalize, em qualquer segmento horo-sazonal, no mínimo 10 MW, e que possam ser comandados remotamente ou que promovam alguma outra forma confiável de acordo operativo com o ONS, poderão apresentar ao MAE propostas de redução de carga condicionadas aos preços de curto prazo. Propostas de redução de carga serão submetidas simultaneamente aos dados de disponibilidade dos geradores.
- Antes de um consumidor ser autorizado a oferecer propostas de redução de carga, o ONS e o consumidor estabelecerão um método para verificar a efetividade das reduções. As propostas de redução de carga poderão ser apresentadas por comercializadores, em nome de consumidores identificados individualmente. No futuro, esse sistema poderá ser estendido a consumidores de porte menor que o inicialmente definido.

2. MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

- O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam seus participantes, decorrentes particularmente dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina. A aplicação desse mecanismo não produzirá efeitos econômicos ou contratuais sobre os membros do MAE não participantes do MRE;
- Participarão do MRE todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente e as quotas-parte da energia gerada pela Itaipu Binacional e destinada ao sistema brasileiro. As usinas termelétricas, que forem consideradas nos contratos iniciais e que, adicionalmente, tenham seus custos de combustíveis cobertos pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, participarão do MRE, observado o percentual de redução previsto para os anos de 2003 a 2005, conforme o inciso II do Art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;
- A cada usina participante do MRE corresponderá um volume de energia assegurada, nos termos do Art. 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Se a produção total do MRE for inferior ao total de energia assegurada, a energia efetivamente gerada será realocada entre os participantes proporcionalmente às energias asseguradas destes. Os riscos de



indisponibilidade das usinas, de natureza não hidrológica, serão assumidos individualmente pelas usinas participantes, não sendo, portanto, cobertos pelo MRE;

- Quando a produção total das usinas participantes do MRE for superior ao correspondente total de energia assegurada, a diferença será definida como energia secundária do MRE. Essa energia será alocada a cada usina proporcionalmente à sua geração efetiva ou à sua energia assegurada ou à diferença entre esses dois valores. A solução adotada nas Regras do MAE deverá ser fundamentada por uma análise detalhada das vantagens e desvantagens dessas alternativas.
- Caso o processo de realocação da energia secundária considere, de alguma forma, a geração efetivamente produzida, será necessária uma reconciliação periódica dos valores de energia apurados, de forma a compatibilizá-los à energia média gerada ao longo do período (e.g. semana, quinzena ou mês);
- As realocações de energia entre as usinas participantes do MRE estarão sujeitas a aplicação de um encargo baseado em tarifa de otimização estabelecida pela ANEEL, destinada à cobertura dos custos variáveis de operação e manutenção das usinas e do pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, de royalties e de outros encargos ou tributos que incidam ou venham a incidir diretamente sobre a produção.

3. SUBMERCADOS

- Inicialmente serão estabelecidos quatro submercados, correspondendo às regiões dos sistemas interligados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. O ONS redefinirá periodicamente a configuração de submercados e as fronteiras entre eles, tendo em conta as principais e persistentes restrições de transmissão entre regiões geo-elétricas dos sistemas interligados, submetendo propostas de modificação à aprovação da ANEEL;
- Preços diferentes serão definidos para cada submercado. Esses preços refletirão o custo marginal de energia de curto prazo de cada submercado, referido aos seu Centro de Gravidade (CG), através da aplicação de fatores de perda de transmissão. Intercâmbios entre submercados serão tratados como geração ou demanda nas fronteiras elétricas de cada submercado. Os volumes de energia gerados e consumidos serão também convertidos aos CGs dos correspondentes submercados para fins de contabilização. Se, entre dois submercados, não estiver ocorrendo qualquer restrição de transmissão, a diferença entre os correspondentes preços refletirá as perdas de transmissão entre seus CGs;
- As realocações entre as usinas do MRE serão realizadas prioritariamente em seus próprios submercados. Havendo necessidade e possibilidade adicional de realocação, essa ocorrerá em outros submercados, o que poderá acarretar exposição dos agentes a diferencial de preços;
- Os Contratos Iniciais e os contratos de compra das quotas-parte de Itaipu serão considerados, para efeito de contabilização, compromissos da parte vendedora no submercado em que a parte compradora estiver localizada. Os demais contratos bilaterais deverão especificar o submercado no qual ocorrerá sua liquidação e o procedimento a ser adotado no caso de mudanças na configuração dos submercados;
- Os Contratos Iniciais, os contratos de Itaipu, os contratos de compra de energia importada, assinados até 12 de agosto de 1998, e os direitos de autoprodutores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 915, de 8 de setembro de 1993 ou em concessões outorgadas, até 12 de agosto de 1998, com base na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 ou prorrogadas com base no Art. 20 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, terão prioridade na utilização das interligações entre submercados, quando a geração e a carga se localizarem em diferentes submercados. Nesses casos, será possível a

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



transferência contábil da energia correspondente para os submercados onde estiverem localizadas as cargas;

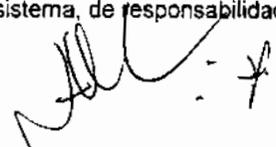
- Considerado o disposto na alínea precedente, até o final 2005, os excedentes comerciais originados pelas restrições de fluxos entre os submercados serão distribuídos prioritariamente entre todas as usinas que tenham tido energia realocada pelo MRE em submercados onde o preço do MAE for inferior ao dos submercados onde se localizam essas usinas, visando reduzir ou eliminar a exposição desses agentes às diferenças de preços entre submercados;
- As Regras do MAE deverão prever uma solução geral e definitiva para a alocação dos excedentes comerciais decorrentes das restrições de fluxos entre submercados. A solução adotada nas Regras do MAE deverá ser fundamentada por uma análise detalhada das vantagens e desvantagens das diversas alternativas que forem aventadas. Entre as alternativas analisadas, deverá estar incluída a constituição e operacionalização de um fundo para financiamento da expansão da transmissão.

4. GERAÇÃO TÉRMICA

- As usinas termelétricas fornecerão ao ONS seus dados de custo de combustíveis, sem considerar os reembolsos da Conta e Consumo de Combustíveis dos sistemas interligados (CCC), os correspondentes rendimentos térmicos e os dados de disponibilidade, que constituirão suas informações básicas para a otimização do sistema e a determinação dos preços do MAE. As usinas cujos custos de combustíveis forem cobertos pela CCC deverão ter seus dados aprovados pela ANEEL. As informações de custo de produção e de rendimento térmico poderão ser diferenciadas de acordo com o nível de produção das usinas e ser revistas anualmente ou na ocorrência de fatos relevantes;
- As usinas termelétricas, com obrigações de compra de quantidades mínimas de combustíveis ou com requisitos de geração mínima por razões técnicas, poderão declarar-se inflexíveis nos montantes correspondentes a essas restrições. As usinas cujos custos de combustíveis forem cobertos pela CCC deverão submeter tais declarações à aprovação da ANEEL. Essas usinas poderão operar mesmo que o correspondente preço do MAE esteja abaixo de seus custos de operação. Nessa situação, não afetarão o custo marginal de curto prazo em que se baseia o preço.
- A liquidação dos pagamentos da CCC ocorrerá fora do ambiente do MAE. Para as usinas consideradas nos contratos iniciais, tal liquidação levará em conta os créditos referentes à venda de excedentes no mercado de curto prazo do MAE.

5. ENCARGO DE SERVIÇOS DO SISTEMA

- Toda energia contabilizada no MAE, contratada ou não, estará sujeita ao Encargo de Serviços do Sistema (ESS), que deverá recuperar os seguintes custos, avaliados pela comparação dos custos reais de geração com aqueles previstos quando da determinação do preço ex-ante:
 - custos das restrições de transmissão internas aos submercados;
 - efeitos nos custos do sistema devidos a mudanças na disponibilidade de geração e na demanda do sistema, entre o momento da determinação do preço ex-ante e o momento do despacho real;
 - a diferença entre as perdas estimadas através de fatores de perdas de transmissão, em cada submercado, e as correspondentes perdas reais;
 - custos de desvios no despacho do sistema, de responsabilidade do ONS;



20

- custos de pequenos desvios de geração em relação ao despacho determinado pelo ONS.
- Qualquer usina, cuja produção real, de acordo com as instruções do ONS, resultar maior que o nível da programação ex-ante, terá essa diferença de produção ressarcida com base no seu valor da água ou em seus custos declarados, no caso de usinas térmicas. Qualquer usina, cuja produção real, de acordo com as instruções do ONS, resultar menor que o nível da programação ex-ante, terá essa diferença de produção compensada com base na diferença entre os preços do MAE no submercado em que estiver localizada, nos relevantes períodos de apuração, e seu valor da água ou custo declarado. Os referidos valores da água serão os obtidos pelos modelos de otimização utilizados no processo de definição dos preços do MAE.
- O ESS cobrirá ainda o custo de pagamentos referentes a Contratos de Serviços Ancilares (CSAs) firmados pelo ONS. Tais custos serão inicialmente recuperados através dos Contratos Iniciais, no que se refere aos serviços prestados pelos geradores, e através dos Encargos de Transmissão, no que se refere à compensação reativa. Os Serviços Ancilares prestados pelos geradores serão remunerados através do ESS, quando o ONS firmar CSAs com usinas novas não envolvidas nos Contratos Iniciais e, a partir de 2003, tendo em vista a redução dos volumes dos Contratos Iniciais;
- O Serviços Ancilares incluirão componentes relacionados com a energia, compreendendo a potência reativa, a reserva de potência nos diferentes horizontes temporais e a capacidade de auto-restabelecimento (black start);
- Eventos que aumentem os custos de geração ou necessidades de Serviços Ancilares, provocadas por agentes claramente identificados, terão os decorrentes custos cobrados dos agentes responsáveis, os quais poderão cumulativamente sofrer penalidades.

6. INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS

- Os benefícios econômicos das transações efetuadas através de interligações internacionais decorrem das diferenças de custo da energia elétrica nos dois países interligados. Essas diferenças de custo podem tornar atrativa a utilização das interligações existentes e a instalação de novos pontos de interconexão para a contratação de energia a longo prazo e para intercâmbios de curto prazo;
- Os direitos aos benefícios das interligações internacionais serão alocados aos titulares de autorizações para importação ou exportação, conforme os termos dessas autorizações, ou serão alocados como disposto nos contratos existentes, os quais serão registrados pelo MAE.
- O despacho das interligações estará submetido a protocolos que venham a ser firmados entre as entidades competentes dos países envolvidos;

7. PENALIDADES

- Será instituído pelo MAE a aprovado pela ANEEL um sistema de incentivos e penalidades para garantir o cumprimento das regras do MAE e evitar o comportamento anticompetitivo. O nível das penalidades deverá guardar proporção com as perdas acarretadas em decorrência das violações das regras do MAE.
- Penalidades deverão ser aplicadas para, entre outras violações, falsas declarações de disponibilidade, de carga ou de reduções de carga, não cumprimento das instruções de despacho do ONS, erros de medição. O MAE poderá aplicar penalidades exclusivamente em situações previstas pelo Acordo do MAE.

[Handwritten signature]

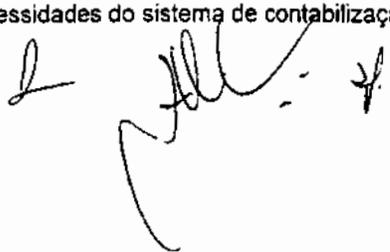


21

8. MEDIÇÃO

- O ONS proporá e o MAE aprovará padrões de especificação técnica e de critérios de projeto para os sistemas de medição, assim como procedimentos para leitura e armazenamento de dados de medição nas fronteiras da geração e distribuição com a transmissão, nas fronteiras entre submercados, nas fronteiras internacionais e em pontos específicos do sistema onde sejam providos serviços ancilares;
- A propriedade e a responsabilidade dos sistemas de medição terão o seguinte tratamento, exceto em caso de acordo entre as partes envolvidas homologado pela ANEEL:
 - Fronteiras entre Geração e Transmissão:
 - A responsabilidade pela instalação, a propriedade e os custos de instalação serão dos agentes de geração;
 - Fronteiras entre Transmissão e Distribuição:
 - A responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, cabendo os custos de instalação aos agentes de distribuição;
 - Fronteiras entre concessionárias de Distribuição:
 - A responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, cabendo os custos de instalação à distribuidora suprida;
 - Fronteiras entre concessionárias de Transmissão:
 - A responsabilidade pela instalação, a propriedade e os custos de instalação serão da empresa proprietária da subestação onde estiverem instalados os sistemas de medição;
 - Fronteiras entre Transmissão ou Distribuição e Consumidores Livres:
 - A responsabilidade pela instalação e a propriedade serão do concessionário ou permissionário proprietário do sistema elétrico ao qual a unidade do consumidor livre estiver conectada. A critério do consumidor ou do agente comercializador, poderão ser instalados equipamentos adicionais de propriedade dos mesmos, visando garantir a confiabilidade das informações necessárias ao faturamento;
 - Fronteiras entre submercados:
 - A responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, devendo os custos de instalação serem rateados por todos os agentes do mercado;
 - Fronteiras Internacionais:
 - A responsabilidade pela instalação e a propriedade serão da empresa onde estiverem instalados os sistemas de medição, devendo os custos de instalação serem negociados entre as partes;

Os sistemas de medição possibilitarão a comunicação remota de dados, com o objetivo de viabilizar os procedimentos de faturamento, bem como verificações eventuais dos valores registrados. As leituras para fins de faturamento serão disponibilizadas em periodicidade a ser determinada de acordo com as necessidades do sistema de contabilização e liquidação.




22



ANEXO V

REDUÇÃO DA ENERGIA CONTRATADA EM SITUAÇÃO HIDROLÓGICA CRÍTICA

1. Considerando as ALTERAÇÕES DE MERCADO descritas no Anexo III e sendo satisfeitas as condições relacionadas no item 2 deste Anexo, o montante de ENERGIA contratual para cada período de apuração será reduzido como segue:

$$ECCR = PCV \cdot EAV + [PLMAE \cdot (ECC - PCV \cdot EAV) + PCVT \cdot CTV] / PMAE$$

onde:

ECC = Montante de ENERGIA contratual estabelecido para cada período de apuração, conforme o Anexo IV deste CONTRATO e o item 2.2.5 do Anexo III;

ECCR = Montante de ENERGIA contratual reduzido;

PCV = Participação deste CONTRATO no volume total dos CONTRATOS INICIAIS da VENDEDORA contratados no submercado da COMPRADORA;

EAV = ENERGIA alocada ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA no submercado da COMPRADORA, considerando o MRE;

PMAE = Preço do MAE no submercado da COMPRADORA;

PLMAE = Preço limite fixado em R\$150,00/MWh e atualizado anualmente, no mês de agosto, com base na variação do índice IGP-M;

PCVT = Participação deste CONTRATO no volume total de ENERGIA contratado pela VENDEDORA, em todos os submercados;

CTV = Total de créditos pecuniários atribuídos pelo MAE ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA, em todos os submercados, em função do acerto de diferenças entre as quantidades contratadas e as quantidades alocadas considerando o MRE e da eventual alocação dos excedentes financeiros dos intercâmbios entre submercados.

2. A redução descrita no item precedente só será realizada se, no período de apuração correspondente, forem satisfeitas simultaneamente as seguintes condições:

(i) PMAE maior que PLMAE;

(ii) ECV maior que EAV;

(iii) A condição anterior não decorra de indisponibilidade técnica das unidades do PARQUE GERADOR DA VENDEDORA;

(iv) ECCR menor que ECC.

onde:

ECV = ENERGIA total contratada pela VENDEDORA sob os CONTRATOS INICIAIS, no submercado da COMPRADORA.

3. Nos anos 2003, 2004 e 2005, EAV não será a ENERGIA total atribuída ao PARQUE GERADOR DA VENDEDORA, mas deverá ser multiplicado por um fator de proporcionalidade que reflita a diminuição dos volumes dos CONTRATOS INICIAIS DA VENDEDORA. Esse fator de proporcionalidade deverá ser igual à divisão do volume de energia contratado sob os CONTRATOS INICIAIS DA VENDEDORA pela ENERGIA ASSEGURADA do PARQUE GERADOR DA VENDEDORA no ano em curso.

4. As quantidades de ENERGIA deste CONTRATO não serão afetadas por racionamento da carga dos clientes da COMPRADORA que seja imposto pela ANEEL, exceto na forma descrita no item 1, quando ocorrerem simultaneamente as condições referidas no item 2.



23



ANEXO VI

INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE CONSTITUIÇÃO DE GARANTIA DE PAGAMENTO E FIEL CUMPRIMENTO DE OBRIGAÇÕES

As partes,

1. **CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO**, concessionária de serviços públicos de energia elétrica com sede na Alameda Ministro Rocha Azevedo n.º 25, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 60.933.603/0001-78, neste ato legalmente representada na forma de seu Estatuto Social, doravante designada simplesmente **VENDEDORA**;

2. **CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz**, com sede na Rodovia Campinas/Mogi Mirim, km 2,5 – n.º 1755, na cidade de Campinas, no Estado de São Paulo, inscrito no CNPJ/MF sob o n.º 33.050.196/0001-88, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, doravante denominada simplesmente **COMPRADORA**;

3. **BANCO BRADESCO S.A.**, com sede à Cidade de Deus, na cidade de Osasco, no Estado de São Paulo inscrito no CNPJ/MF sob o n.º 60.746.948/0001-12, neste ato representado na forma de seu Estatuto Social, doravante denominado simplesmente **GESTOR**, quando referido isoladamente;

4. **CAIXA ECONOMICA FEDERAL**, com sede em Brasília, no Setor Bancário Sul, Quadra 4, Lote 3/4, no Estado do Distrito Federal, inscrito no CNPJ/MF sob o n.º 00.360.305/0001-04, neste ato representado na forma de seu Estatuto Social, doravante denominado simplesmente **CAIXA ECONOMICA FEDERAL**, quando referido isoladamente;

As partes qualificadas nos números 1 e 2, denominar-se-ão simplesmente por **PARTES**, quando referidas em conjunto e as partes qualificadas nos números de 3 a 4, denominar-se-ão **INTERVENIENTES ANUENTES** quando referidas em conjunto.

CONSIDERANDO QUE,

- I. As **PARTES** assinaram em 13/09/1999, Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, doravante denominado **CONTRATO DE ENERGIA**, cujo teor os **INTERVENIENTES ANUENTES** e o **GESTOR** declaram conhecer, do qual este Instrumento de Contrato, denominado de **ANEXO VI** é parte integrante e complementar;

- II. A Cláusula 18 do **CONTRATO DE ENERGIA** estabelece que as **PARTES** deverão firmar um Contrato de Constituição de Garantia;

1(7)

RESOLVEM, celebrar o presente Instrumento Particular de Contrato de Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento de Obrigações, que reger-se-á pelas cláusulas e disposições a seguir descritas.

Cláusula Primeira Das Definições

Artigo 1.º As denominações relativas a GESTOR, Conta Corrente da VENDEDORA, Contas Correntes Centralizadoras, Conta Corrente Especial, têm o seguinte significado:

- a. **GESTOR:** banco escolhido pela COMPRADORA, do conjunto dos INTERVENIENTES ANUENTES, responsável pelo acionamento do Mecanismo Garantia.
- b. **Conta Corrente da VENDEDORA:** conta corrente de titularidade da VENDEDORA, mantida junto ao Banco 151 – NOSSA CAIXA NOSSO BANCO, agência n.º 847, conta corrente n.º 13000246-6, utilizada para recebimento dos créditos oriundos dos pagamentos das faturas mencionadas na Cláusula 14 do CONTRATO DE ENERGIA;
- c. **Contas Correntes Centralizadoras:** contas correntes de titularidade da COMPRADORA, mantidas junto aos INTERVENIENTES ANUENTES e ao GESTOR, utilizadas para recebimento dentre outros dos créditos oriundos dos pagamentos das faturas de consumo de energia elétrica emitidas contra os consumidores;
- d. **Conta Corrente Especial:** conta corrente de titularidade da COMPRADORA, mantida junto ao GESTOR, no Banco BRADESCO, agência 0046-9, conta corrente n.º 390.550-0, a ser utilizada para recebimento dos recursos transferidos das Contas Correntes Centralizadoras, na forma prevista na Cláusula 4.ª deste Contrato;
- e. **Mecanismo de Garantia:** o mecanismo previsto na Cláusula 4.ª do presente Contrato.

Parágrafo Único: Qualquer outro termo utilizado neste instrumento e não definido nas alíneas "a", "b", "c", "d" e "e" deste artigo, terão o significado definido no CONTRATO DE ENERGIA.

Cláusula Segunda Do Objeto

Artigo 2.º . O presente Instrumento tem por objetivo estabelecer os termos e condições da Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações, definidos no Capítulo VII – "Das garantias do pagamento do preço" do CONTRATO DE ENERGIA

Handwritten signatures of the parties involved in the contract, including the company and its representatives.



Cláusula Terceira Da Execução da Garantia

Artigo 3.º A VENDEDORA informará à COMPRADORA, para que quite o seu débito, com os respectivos acréscimos moratórios, até o 2.º (segundo) dia útil imediatamente subsequente à data do vencimento.

Artigo 4.º Não havendo por parte da COMPRADORA quitação do débito na data estabelecida no artigo 3.º desta cláusula, a VENDEDORA avisará por escrito ao GESTOR, para acionar o Mecanismo de Garantia, decorridas 02 (dois) dias úteis da data do vencimento da fatura.

Cláusula Quarta Do Mecanismo de Garantia

Artigo 5.º O GESTOR, na data do recebimento do aviso emitido pela VENDEDORA, efetuará o bloqueio de sua Conta Corrente Centralizadora, do seu estabelecimento, observado o prazo previsto no artigo 4.º (quarto), transferindo para a Conta Corrente Especial os recursos ali disponíveis, até o valor do débito informado no aviso.

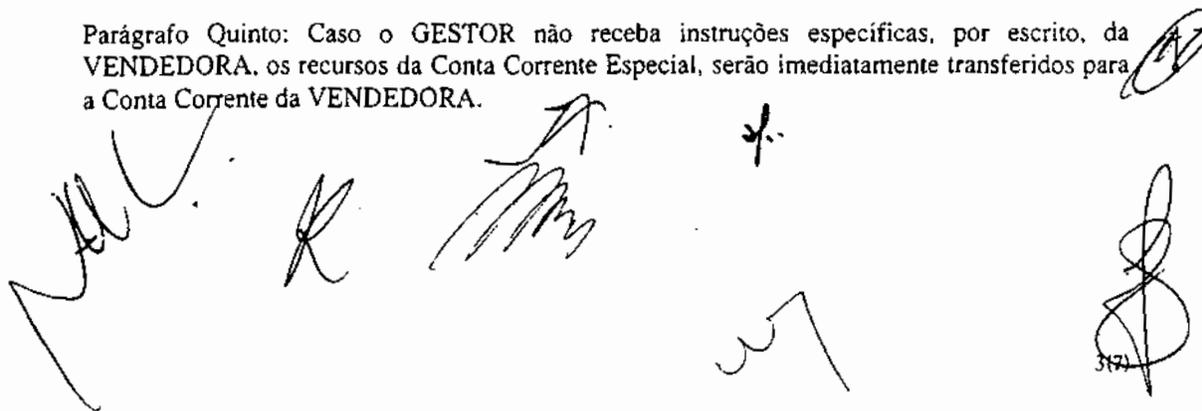
Parágrafo Primeiro: Caso na Conta Corrente Centralizada do GESTOR não haja recursos disponíveis suficientes para a quitação do débito, no momento do bloqueio, caberá ao GESTOR acionar os demais INTERVENIENTES ANUENTES, determinando o bloqueio das suas Contas Correntes Centralizadoras, para a transferência imediata dos recursos para a Conta Corrente Especial, até atingir o montante total do débito.

Parágrafo Segundo: O GESTOR acionará os INTERVENIENTES ANUENTES por ordem decrescente do volume de arrecadação.

Parágrafo Terceiro: Caberá à COMPRADORA informar ao GESTOR a seqüência dos INTERVENIENTES ANUENTES a serem acionados para o cumprimento do estabelecido no parágrafo segundo, e reinformá-lo caso haja qualquer alteração na referida seqüência.

Parágrafo Quarto: Na data em que tenham sido transferidos para a Conta Corrente Especial, os recursos suficientes para a quitação do débito da COMPRADORA junto a VENDEDORA, o bloqueio e a transferência de recursos das Contas Correntes Centralizadoras serão suspensos.

Parágrafo Quinto: Caso o GESTOR não receba instruções específicas, por escrito, da VENDEDORA, os recursos da Conta Corrente Especial, serão imediatamente transferidos para a Conta Corrente da VENDEDORA.



Artigo 6.º Sem prejuízo do disposto nos artigos anteriores, a utilização do Mecanismo de Garantia por 3 (três) vezes consecutivas ou 5 (cinco) vezes alternadas, num período de 12 (doze) meses, outorgará à VENDEDORA, a seu critério, substituir o mecanismo de garantia aqui descrito, pelo SFI – Sistema Financeiro Integrado, operacionalizado pela CETIP – Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos e administrado pela ANDIMA – Associação Nacional das Instituições de Mercado Aberto, no prazo máximo de 15 (quinze) dias úteis, a contar da data na qual estiver configurada a reincidência estabelecida neste artigo.

Artigo 7.º Durante a vigência deste Instrumento, caso o BRADESCO deixe de atuar como GESTOR, a INTERVENIENTE ANUENTE de maior arrecadação será o seu sucessor, nas mesmas condições estabelecidas na Cláusula 5.ª deste Contrato, com prévia anuência da VENDEDORA.

Artigo 8.º Acionada a garantia, os recursos suficientes para a quitação do débito deverão ser providenciados no prazo de até 5 (cinco) dias. Ultrapassado esse prazo, à critério da VENDEDORA, poderá ser exigida a inclusão de novos INTERVENIENTES ANUENTES.

Artigo 9.º Sem prejuízo do disposto no artigo 8.º, fica também certo e ajustado que, durante o prazo de vigência deste Contrato, a COMPRADORA obriga-se a manter no conjunto de INTERVENIENTES ANUENTES, instituições financeiras responsável por no mínimo 110% (cento e dez por cento) da média aritmética do valor das três últimas faturas mencionadas na cláusula 14 do CONTRATO DE ENERGIA, acrescentado ao conjunto, tantas instituições financeiras quantas forem necessárias para a manutenção desse percentual mínimo.

Cláusula Quinta Do GESTOR

Artigo 10.º O GESTOR atuará, por força e em decorrência deste Contrato e conforme instrumento de mandato (ANEXO I), como mandatário especial da VENDEDORA, neste ato constituído, de forma irrevogável e irretroatável, nos termos dos incisos I e II do artigo 1.317 do Código Civil Brasileiro, para executar o mecanismo de garantia aqui descrito.

Artigo 11.º O GESTOR se obriga a acatar todas as instruções escritas que receber da VENDEDORA, com relação ao Mecanismo de Garantia, isto é, bloqueio e transferência dos recursos existentes nas Contas Correntes Centralizadoras e portanto responderá civil e penalmente por qualquer dano ou prejuízo que venha a causar a VENDEDORA, em decorrência do descumprimento de suas obrigações.

Parágrafo Único: A VENDEDORA aceita e reconhece que o GESTOR não será responsável pela insuficiência de fundos nas Contas Correntes Centralizadoras, que o impossibilite de operacionalizar o Mecanismo de Garantia, conforme descrito na Cláusula Quarta acima.

Cláusula Sexta Dos Anuentes Intervinentes

Artigo 12.º. Os ANUENTES INTERVENIENTES, por força e em decorrência deste CONTRATO, após comunicação do GESTOR, executarão imediatamente o bloqueio e transferência dos recursos oriundos dos créditos da COMPRADORA, existentes nas Contas Correntes Centralizadoras, para a Conta Corrente Especial, até a suficiência dos valores informados pelo GESTOR.

Artigo 13.º. Os ANUENTES INTERVENIENTES se obrigam a acatar todas as instruções que receberem do GESTOR, com relação ao Mecanismo de Garantia, e portanto responderão civil e penalmente por qualquer dano ou prejuízo que venham a causar à VENDEDORA, em decorrência do descumprimento de suas obrigações.

Cláusula Sétima Dos Custos

Artigo 14.º. Todas as despesas contraídas ou incorridas em razão do presente Contrato serão de exclusiva responsabilidade da COMPRADORA.

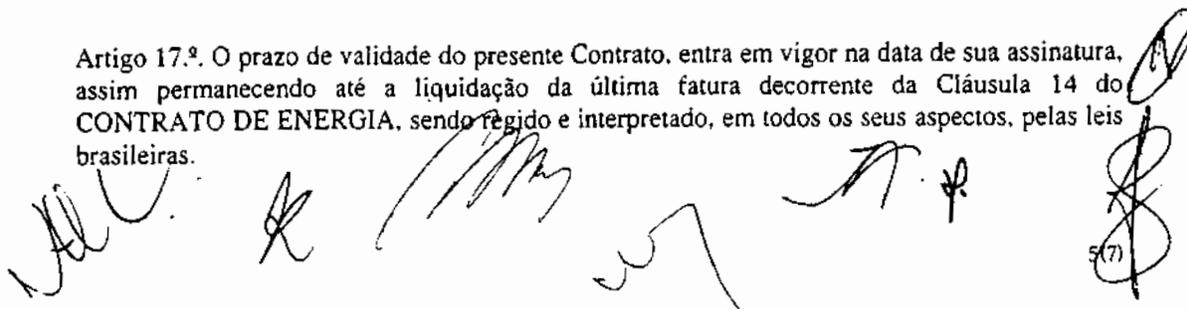
Cláusula Oitava Controvérsias sobre Valores

Artigo 15.º. As partes reconhecem e aceitam que qualquer controvérsia, desacordo ou disputa decorrente de pagamentos previstos no CONTRATO DE ENERGIA, ficará sujeito à solução prevista no Título VII do CONTRATO DE ENERGIA, após o cumprimento do disposto na Cláusula 15.

Artigo 16.º. A VENDEDORA responderá civil e penalmente por qualquer prejuízo que venha a causar à COMPRADORA, em decorrência de falsa emissão de aviso para o acionamento do Mecanismo de Garantia descrito neste Instrumento, ou do utilizado pelo SFI/CETIP.

Cláusula Nona Prazo de Validade

Artigo 17.º. O prazo de validade do presente Contrato, entra em vigor na data de sua assinatura, assim permanecendo até a liquidação da última fatura decorrente da Cláusula 14 do CONTRATO DE ENERGIA, sendo regido e interpretado, em todos os seus aspectos, pelas leis brasileiras.



Cláusula Décima Disposições Gerais

Artigo 18.º. A COMPRADORA compromete-se, neste ato, a adotar junto ao GESTOR e aos INTERVENIENTES ANUENTES, imediatas providências, que deverão ser informadas à VENDEDORA, visando a assinatura deste Contrato. Esta obrigação deverá ser cumprida no prazo máximo de 45 (quarenta e cinco) dias, a contar da assinatura do Contrato de Energia.

Artigo 19.º. O presente CONTRATO somente poderá ser alterado mediante assinatura de correspondente termo aditivo ou retificado pelas PARTES, com a anuência expressa do GESTOR e dos INTERVENIENTES ANUENTES.

Parágrafo Único: De comum acordo entre as partes o GESTOR e os INTERVENIENTES ANUENTES poderão ser substituídos, ou mesmo solicitarem suas substituições, a qualquer momento, não podendo a VENDEDORA se opor a esta substituição sem justo e relevante motivo.

Artigo 20.º. A renúncia pelas PARTES de reclamação relativa à falta de cumprimento pela outra parte, de quaisquer obrigações previstas neste Contrato, (i) não operará ou será interpretada como renúncia a qualquer outro direito ou faculdade, seja ela similar ou de natureza diversa, nem (ii) terá efeito, a menos que, efetuada por escrito e devidamente assinada por um representante da respectiva parte, assim como, a tolerância ou concessão de prazo ou quaisquer outras condições que uma parte fizer à outra não operará como renúncia ao cumprimento da respectiva obrigação, novação ou alteração dos termos e condições aqui acordados.

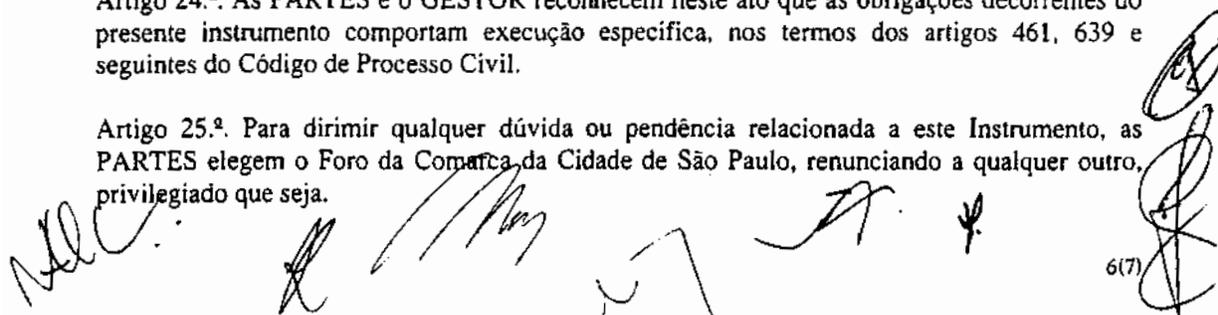
Artigo 21.º. O presente instrumento obriga as PARTES, em caráter irrevogável e irretroatável, em todos os seus termos, cláusulas e condições, por si e seus sucessores, a qualquer título ecessionários autorizados.

Artigo 22.º. Caso qualquer disposição deste contrato venha a ser, em determinado momento, declarada inválida ou inexecutável, as demais disposições permanecerão em pleno vigor e efeito, devendo as PARTES substituir a disposição inválida ou inexecutável por outra que, tanto quanto possível, atinja a finalidade, os efeitos e os objetivos aqui previstos.

Artigo 23.º. Todos os valores previstos no presente contrato, poderão ser exigidos através de processo de execução, reconhecendo as PARTES, desde já, que os aludidos valores podem ser apurados através de simples cálculo aritmético, constituindo este instrumento título executivo extrajudicial, nos termos do artigo 585, II, do Código de Processos Civil.

Artigo 24.º. As PARTES e o GESTOR reconhecem neste ato que as obrigações decorrentes do presente instrumento comportam execução específica, nos termos dos artigos 461, 639 e seguintes do Código de Processo Civil.

Artigo 25.º. Para dirimir qualquer dúvida ou pendência relacionada a este Instrumento, as PARTES elegem o Foro da Comarca da Cidade de São Paulo, renunciando a qualquer outro, privilegiado que seja.



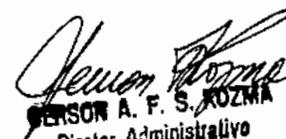
6(7)



E por estarem assim justas e contratadas, as PARTES firmam o presente contrato em conjunto com os INTERVENIENTES ANUENTES, em 4 vias de igual teor e forma, e para um só efeito, na presença das testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, 14 de outubro de 1999.


GUILHERME AUGUSTO ORME DE TOLEDO
PRESIDENTE
CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO

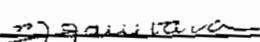

NELSON A. F. S. KOZMA
Diretor Administrativo


RONALD JEAN DEGEN
Diretor Presidente
Matricula 912875

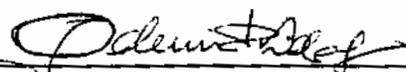

Francisco Antonio Prieto
Diretor Administrativo-Financeiro

CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ


18426 - Claudio Fernando Manzato

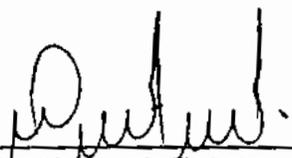

MARTA T. MAESARA ANTUNES

BANCO BRADESCO S.A.


CAIXA ECONOMICA FEDERAL
Escritório de Negócios Cambiais
ODENIR RODRIGUES VIDAL
Superintendente de Negócios

Testemunhas:


Nome: RUBENS JOSÉ DELLA VOLPE
CPF: 963.306.438/49


Nome: NELSON E. FREGOLENTE
CPF: 725.394.028-87

7(7)

SÚMULA DA ANÁLISE DA STANDARD & POOR'S



(ainda não disponível)



SÚMULA DA ANÁLISE DA SR RATING



(ainda não disponível)





Emissora

CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO
Alameda Ministro Rocha Azevedo, 25
São Paulo - SP

Coordenador Líder

BANCO SANTANDER BRASIL S.A.
Rua Amador Bueno, 474 - 3º andar - Bloco C
São Paulo - SP

Trustee

OLIVEIRA TRUST DTVM LTDA.
Avenida das Américas, 500 - Bloco 13 - sala 205
Rio de Janeiro - RJ

Liquidante

BANCO ITAÚ S.A.
Rua Boa Vista, 176
São Paulo - SP

Consultor Jurídico

MATTOS FILHO, VEIGA FILHO, MARREY JR. E QUIROGA ADVOGADOS
Av. Paulista, 1.499 - 20º andar
São Paulo - SP

Este material está disponível na versão digital em:
www.underwriting.com.br