



Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

Companhia Aberta - CNPJ/MF nº 33.050.071/0001-58

Praça Leoni Ramos, nº 1 - 24210-200 - Niterói - RJ

ISIN nº BRCBEEDBS005

Prospecto da 2ª Emissão, em Série Única, de Debêntures Simples, não Conversíveis em Ações, da Espécie com Garantia Flutuante e Garantia Adicional para Distribuição Pública

R\$ 294.000.000,00

Distribuição Pública aprovada pela Assembléia Geral Extraordinária em 29 de abril de 2004 e pelo Conselho de Administração da Emissora em 1º de junho de 2004.

Registro CVM: CVM/SRE/DEB/2004/017 em 23 de julho de 2004

Prospecto de distribuição pública da 2ª emissão de 29.400 (vinte e nove mil e quatrocentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas escriturais, da espécie com garantia flutuante e com garantia adicional de penhor, com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) no dia 1º de junho de 2004 (a “Data de Emissão”), totalizando o montante de R\$ 294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais) (as “Debêntures”), deliberada pela Assembléia Geral Extraordinária da Emissora, realizada em 29 de abril de 2004, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro - JUCERJA sob o nº 00001433015, em sessão de 04 de junho de 2004, e publicada na edição de 23 de junho de 2004 dos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Jornal do Commercio e O Fluminense, e na Reunião do Conselho de Administração da Emissora, realizada em 1º de junho de 2004, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro JUCERJA sob o nº 00001436664, em sessão de 21 de junho de 2004, e publicada na edição de 23 de junho de 2004 dos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Jornal do Commercio e O Fluminense.

“O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre as Debêntures a serem distribuídas.”

Os Investidores devem ler a Seção VI “Fatores de Risco”, nas páginas 35 a 44, para uma avaliação dos riscos que devem ser considerados para o investimento nas Debêntures.



“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 nº 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.”

Coordenadores



Bradesco
Corporate



A Instituição Líder da Distribuição Pública é o Banco Bradesco S.A.

Participantes Especiais



A data deste prospecto é 21 de julho de 2004

ÍNDICE

<i>I - DEFINIÇÕES.....</i>	5
<i>II - INFORMAÇÕES PRELIMINARES.....</i>	9
<i>III - RESUMO CONTENDO AS CARACTERÍSTICAS DA OPERAÇÃO</i>	10
3.1. 2ª EMISSÃO	10
3.2. PÚBLICO ALVO.....	10
3.3. EMISSORA.....	10
3.4. COORDENADORES.....	12
<i>IV - IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES.....</i>	16
4.1. ADMINISTRADORES.....	16
4.2. CONSULTORES	16
4.3. AUDITORES	16
4.4. DECLARAÇÕES NOS TERMOS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03.....	16
<i>V - INFORMAÇÕES RELATIVAS A OFERTA.....</i>	17
5.1. COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL	17
5.2. CARACTERÍSTICAS E PRAZOS	17
5.3. CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS	25
5.3.1. Procedimento de Distribuição e Forma de Colocação.....	25
5.3.2. Regime de Garantia Firme.....	31
5.3.3. Regime de Melhores Esforços.....	31
5.3.4. Operações com Coordenadores e Participantes Especiais.....	31
5.3.5. Demonstrativo do Custo da Distribuição.....	33
5.4. CONTRATO DE GARANTIA DE LIQUIDEZ E DE ESTABILIZAÇÃO	34
5.5. DESTINAÇÃO DE RECURSOS.....	34
<i>VI - FATORES DE RISCO.....</i>	35
6.1. FATORES DE RISCO ASSOCIADOS AO PAÍS.....	35
6.2. FATORES DE RISCO RELATIVOS AO SETOR DE ENERGIA	37
6.3. FATORES DE RISCO RELATIVOS À COMPANHIA	39
6.4. FATORES DE RISCO ASSOCIADOS ÀS DEBÊNTURES	42
<i>VII - SITUAÇÃO FINANCEIRA</i>	45
7.1. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS	45
7.1.1. Considerações Gerais	45
7.1.2. Demonstrações de Resultado.....	46
7.1.3. Balanço.....	48
7.2. DISCUSSÃO E ANÁLISE DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS.....	50
7.3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DO ÚLTIMO EXERCÍCIO, INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS E EVENTOS SUBSEQUENTES	75
7.4. CAPITALIZAÇÃO	75
<i>VIII - INFORMAÇÕES RELATIVAS À EMISSORA.....</i>	76
8.1. INFORMAÇÕES RELATIVAS AO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	76
8.1.1. Concessão	76
8.1.2. Restrições e Racionamento.....	84
8.1.3. Ações do Governo Federal para Reembolso às Concessionárias de Eletricidade	84
8.1.4. Concorrência.....	86
8.1.5. A Lei nº 10.438/2002 e suas inovações	87
8.1.6. As Diretrizes do Novo Modelo Institucional e o Impacto nas Distribuidoras de Energia Elétrica.....	90

8.2. HISTÓRICO.....	93
8.2.1. Parte Geral.....	93
8.2.2. Investimentos.....	94
8.2.3. Ofertas Públicas de Aquisição de Ações da Emissora.....	95
8.2.4. Eventos de Transformação e/ou Reestruturação Societária.....	95
8.2.5. Participações Societárias Relevantes.....	95
8.2.6. Contratos Relevantes não relacionados com suas Atividades Operacionais	97
8.2.7. Eventos Societários Relevantes.....	97
8.2.8. Contratos Relevantes com Partes Relacionadas	97
8.2.9. Ofertas Públicas de Distribuição	97
8.3. ATIVIDADES.....	97
8.3.1. Das Operações da Emissora	97
8.3.2. Influência de Matéria Prima e Insumos nas Operações da Emissora	102
8.3.3. Estratégia e Tendências	102
8.3.4. Competidores.....	103
8.3.5. Clientes.....	104
8.3.6. Fornecedores.....	105
8.3.7. Propriedade Intelectual	106
8.3.8. Contratos Financeiros	107
8.3.9. Ativos	110
8.3.10. Seguros	111
8.3.11. Contratos Relevantes Operacionais	111
8.3.12. Aspectos Ambientais.....	118
8.4. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL.....	120
8.5. PROPRIEDADES, PLANTAS E EQUIPAMENTOS	120
8.6. COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL	121
8.6.1. Acionistas	121
8.6.2. Informações sobre Títulos e Valores Mobiliários.....	123
8.6.3. Acordo de Acionistas	125
8.6.4. Operações com Partes Relacionadas	126
8.7. ADMINISTRAÇÃO.....	127
8.7.1. Conselho de Administração.....	127
8.7.2. Diretoria.....	133
8.7.3. Conselho Fiscal	136
8.7.4. Existência de Relação Familiar	136
8.7.5. Títulos e Valores Mobiliários.....	136
8.7.6. Contratos ou Outras Obrigações Relevantes	136
8.8. PESSOAL.....	137
8.8.1. Treinamento.....	137
8.8.2. Política de Remuneração e Benefícios	138
8.8.3. Relação com Sindicatos e Acordos Coletivos	139
8.8.4. Planos de Opção de Compra de Ações.....	142
8.8.5. Contingências Trabalhistas.....	142
8.9. CONTINGÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS.....	142
8.9.1. Cível	142
8.9.2. Fiscal	145
8.9.3. Trabalhista.....	147
8.9.4. Processos Administrativos.....	149

<i>IX - OUTRAS INFORMAÇÕES E CONTINGÊNCIAS RELEVANTES</i>	150
9.1. INFORMAÇÕES REFERENTES A TRIBUTOS	150
9.1.1. Tributos Aplicáveis à Atividade da Companhia.....	150
9.1.2. Tributos Aplicáveis às Debêntures	150
<i>X - OBTENÇÃO DE INFORMAÇÕES RELATIVAS À EMISSÃO.....</i>	154
<i>ANEXOS</i>	155
Anexo I. ITR - Informações Trimestrais da Emissora (31/03/2004).....	157
Anexo II. DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora (31/12/2003).....	193
Anexo III. IAN - Informações Anuais (31/12/2003).....	257
Anexo IV. Demonstrações financeiras auditadas (31/12/2001, 31/12/2002 e 31/12/2003)	291
Anexo V. Ata da Assembléia Geral Extraordinária realizada em 29 de abril de 2004.	
Ata da Reunião do Conselho de Administração realizada em 1º de junho de 2004....	447
Anexo VI. Estatuto Social atualizado da Emissora	465
Anexo VII. Instrumento Particular de Escritura da 2ª Emissão de Debêntures Simples da	
CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, celebrado em 05 de julho	
de 2004, entre a Companhia e o Agente Fiduciário, acompanhado do seu Anexo 1 -	
Instrumento Particular de Contrato de Penhor e Outras Avenças, celebrado em	
05 de julho de 2004, entre a Companhia, o Banco Mandatário e o Agente Fiduciário ...	481

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

I - DEFINIÇÕES

Os termos abaixo definidos, quando utilizados neste prospecto seja no singular ou no plural, terão o significado a eles atribuídos nesta Seção:

ABN Amro Real	Banco ABN Amro Real S.A..
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica.
Agente Fiduciário	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda..
Alfa	Banco Alfa de Investimento S.A..
ANA	Agência Nacional de Águas.
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento.
ANDIMA	Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
Anúncio de Início	Anúncio de Início da Distribuição Pública.
Banco Central	Banco Central do Brasil.
Banco Mandatário	Citibank.
Banif Primus	Banif Primus Corretora de Valores e Câmbio S.A.
BES	BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
Brasileiros	Fundação CERJ de Seguridade Social.
CDI	Certificado de Depósito Interbancário.
CECA	Comissão Estadual de Controle Ambiental.
CETIP	Câmara de Custódia e Liquidação.
CERJ Overseas	CERJ Overseas Inc.
Citibank	Banco Citibank S.A.

CMN	Conselho Monetário Nacional.
COELCE	Companhia Energética do Ceará.
Companhia, Emissora ou CERJ	CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro.
Conselho de Administração	Conselho de Administração da Companhia.
Contrato de Concessão	Contrato de Concessão nº 005/96 para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica celebrado entre a Companhia e a União em 09 de dezembro de 1996.
Contrato de Distribuição	Instrumento Particular de Contrato de Coordenação, Colocação e Distribuição Pública de Debêntures Simples, da Espécie com Garantia Flutuante e Garantia Adicional, sob Regime de Garantia Firme e Melhores Esforços, da 2ª Emissão, em Série Única, da CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, celebrado em 05 de julho de 2004, entre a Companhia e os Coordenadores.
Contrato de Penhor	Instrumento Particular de Contrato de Penhor e Outras Avenças, celebrado em 05 de julho de 2004, entre a Companhia, o Banco Mandatário e o Agente Fiduciário.
Coordenadores	Instituição Líder, o Citibank, o Itaú BBA, o Santander, o ABN Amro Real e o Unibanco.
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Data de Emissão	01 de junho de 2004.
Debêntures	10.000 (dez mil) debêntures simples, da espécie com garantia flutuante e com garantia adicional de penhor, não conversíveis em ações, nominativas, escriturais, com valor nominal unitário de R\$10.000,00 (dez mil reais), objeto da presente Distribuição Pública.
Dia Útil	Todos os dias exceto sábados, domingos e feriados nacionais.
Diretoria	Diretoria da Companhia.
Distribuição Pública	Distribuição pública das Debêntures, nos termos da Instrução CVM nº 400/03.
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Dólar, dólar norte-americano ou US\$	A moeda corrente nos Estados Unidos da América.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A..
2ª Emissão	2ª emissão de debêntures pela Companhia, para Distribuição Pública.
Escritura de Emissão	Instrumento Particular da Escritura da 2ª Emissão Pública de Debêntures não Conversíveis em Ações da CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, celebrado em 05 de julho de 2004, entre a Companhia e o Agente Fiduciário.
Estatuto Social	Estatuto social da Companhia.
FEAM	Fundação Estadual do Meio Ambiente
FEEMA	Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente.
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas S.A..
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IGAM	Instituto Mineiro de Gestão de Águas.
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
INPI	Instituto Nacional de Propriedade Industrial.
Instituição Escriuradora	Bradesco.
Instituição Líder ou Bradesco	Banco Bradesco S.A., que é a instituição líder da distribuição para efeitos do parágrafo 1º do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03.
Instrução CVM nº 400/03	Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.
Investluz	Investluz S.A.
ITAIPU	Itaipu Binacional.
Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A..
JUCERJA	Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro.
Lei das Sociedades por Ações	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.

MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
MME	Ministério de Minas e Energia.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
Participantes Especiais	Alfa., Banif Primus e BES.
PIB	Produto Interno Bruto.
Poder Concedente	União.
Práticas Contábeis Brasileiras	Práticas contábeis emanadas da Lei das Sociedades por Ações.
Prospecto	Prospecto da 2ª Emissão, em série única, de Debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia flutuante, da Companhia.
Real, real ou R\$	A moeda corrente no Brasil.
Remuneração	As Debêntures farão jus a juros remuneratórios, a partir da Data de Emissão, incidentes sobre o saldo do Valor Nominal, equivalentes à taxa média dos depósitos interfinanceiros de um dia, <i>over</i> extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br) e no jornal “Gazeta Mercantil”, edição nacional, ou na falta deste, em outro jornal de grande circulação, acrescida exponencialmente de <i>spread</i> de 4% a.a..
Saldo do Valor Nominal	Saldo não amortizado do Valor Nominal.
Santander	Banco Santander Brasil S.A..
SDT	Sistema de Distribuição de Títulos administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.
SERLA	Fundação Superintendência Estadual de Rios e Lagoas.
SPC	Secretaria de Previdência Complementar.
SND	Sistema Nacional de Debêntures administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.
TAC	Termo de Ajustamento de Conduta.
Unibanco	Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A..
Valor Nominal	Valor nominal unitário atribuído às Debêntures, na Data de Emissão, correspondente a R\$10.000,00.

II - INFORMAÇÕES PRELIMINARES

Neste Prospecto, alguns valores foram arredondados. Assim, alguns valores constantes de algumas tabelas ou no texto deste Prospecto podem não representar a soma aritmética dos números que os precedem.

Este Prospecto contém declarações, estimativas, intenções e pretensões quanto a eventos futuros que podem se modificar, fazendo com que os resultados reais possam vir a ser substancialmente diferentes daqueles contidos em tais declarações e estimativas e com que as intenções e pretensões possam vir a não se materializar.

Neste Prospecto, as informações operacionais e financeiras são apresentadas em bases não consolidadas, ou seja, referem-se exclusivamente à CERJ, exceto (a) se expressamente disposto de forma diversa e (b) nos Itens 7.1, 7.2 e 7.3 da Seção VII “Situação Financeira” – “Informações Financeiras Seleccionadas”, “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras” e “Demonstrações Financeiras do Último Exercício, Informações Trimestrais e Eventos Subseqüentes”.

III - RESUMO CONTENDO AS CARACTERÍSTICAS DA OPERAÇÃO

Esta Seção contém um sumário de determinadas informações contidas em outras Seções deste Prospecto. Este sumário não contém todas as informações que deverão ser levadas em consideração pelos investidores em sua decisão de investir nas Debêntures da Emissora. Recomendamos que este Prospecto seja lido integralmente, de forma cuidadosa, pelo investidor, especialmente as Seções VI, VII, VIII “Fatores de Risco”, “Situação Financeira” e “Informações Relativas à Emissora”.

3.1. 2ª EMISSÃO

2ª Emissão de 29.400 debêntures simples não conversíveis em ações, nominativas escriturais, da espécie com garantia flutuante e com garantia adicional de penhor, com valor nominal unitário de R\$10.000,00 na Data de Emissão, totalizando o montante de R\$294.000.000,00, deliberada pela Assembléia Geral Extraordinária da Emissora, realizada em 29 de abril de 2004, e na Reunião do Conselho de Administração da Emissora, realizada em 1º de junho de 2004.

As Debêntures serão registradas para distribuição, no mercado primário, por meio do SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e, para negociação, no mercado secundário, por meio do SND, também administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.

Para maiores informações acerca da 2ª Emissão e das Debêntures, inclusive deliberações em Assembléia Geral de Debenturistas que exigem quoruns mínimos, ver a Seção V “Informações Relativas à Oferta” deste Prospecto.

3.2. PÚBLICO ALVO

3.2.1. O público alvo da colocação das Debêntures serão instituições financeiras, levando-se em conta principalmente a relação de crédito existente entre a Emissora e essas instituições financeiras. Após serem atendidas tais instituições financeiras, as Debêntures serão ofertadas a investidores institucionais brasileiros em geral.

3.2.2. Os Coordenadores, em acordo com a Emissora, poderão convidar e subcontratar outras instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais brasileiro para participar de sindicato para a colocação das Debêntures, no sentido de aumentar o número de investidores com acesso às Debêntures.

3.3. EMISSORA

3.3.1. Principais Atividades

A CERJ é uma concessionária de serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A principal atividade da CERJ é a distribuição de energia elétrica. Ela atua no Estado do Rio de Janeiro, onde atende a uma população estimada de 6 milhões de habitantes em 66 municípios, totalizando aproximadamente 2 milhões de clientes. Sua área de concessão engloba 31.741km², o que corresponde a 73,3% do território do Estado do Rio de Janeiro. Além dos clientes, a CERJ supre a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo - CENF, distribuidora de energia responsável pelo atendimento ao município de Nova Friburgo.

A CERJ possui 8 usinas hidrelétricas próprias, as quais têm capacidade instalada de 62,26 MW.

Para maiores informações, ver Item 8.3.1 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Atividades” deste Prospecto.

3.3.2. Breve Histórico

A Companhia foi constituída em 1 de junho de 1909, sob a denominação social de Guinle & Cia. Em 1964, a Eletrobrás assumiu o controle da Companhia e a transformou em sua subsidiária integral.

Em 29 de dezembro de 1978, o Estado do Rio de Janeiro assumiu o controle da Companhia e, a partir de 17 de abril de 1980, a Companhia passou a ter a atual denominação, CERJ – Companhia de Eletricidade do Estado Rio de Janeiro.

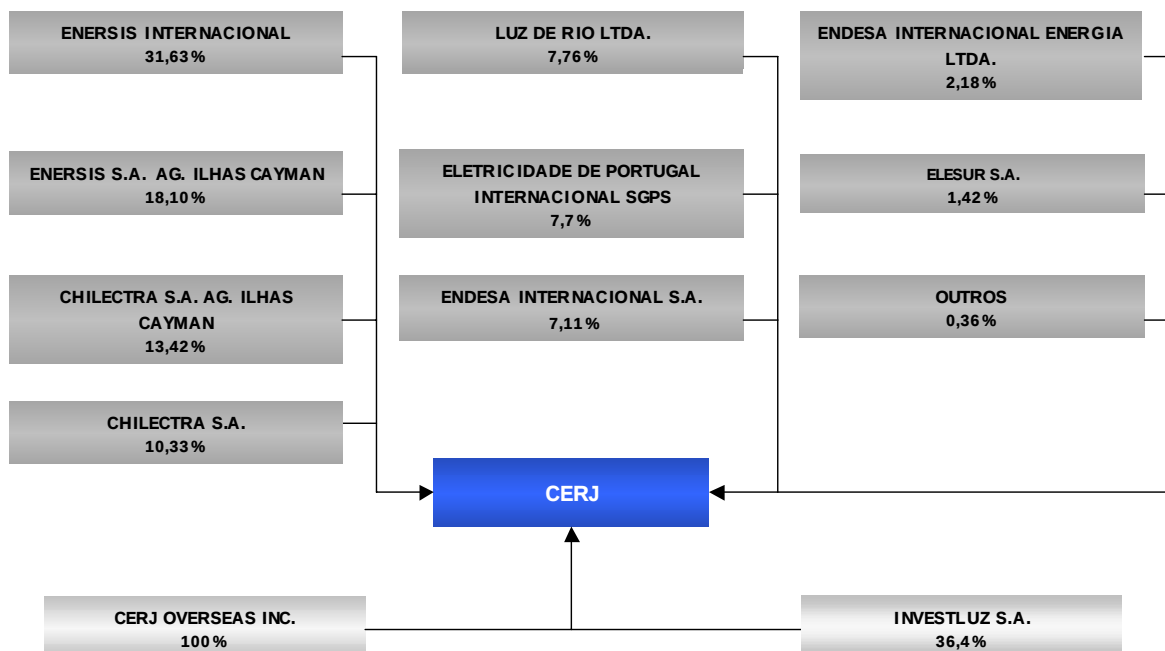
Em 21 de novembro de 1996, em decorrência do Programa Estadual de Desestatização, as ações da Companhia, em poder do Governo do Estado do Rio de Janeiro, foram alienadas em leilão realizado na Bolsa de Valores do Estado do Rio de Janeiro. O consórcio vencedor do leilão formado pelas empresas estrangeiras Empresa Electrica de Panamá S.A., EDP – Eletricidade de Portugal S.A., Sociedad Panameña de Electricidad S.A. e a Endesa Desarrollo S.A., passou a exercer o controle da CERJ.

Atualmente, os principais acionistas da CERJ são: Enersis Internacional, Enersis S.A. Ag. Ilhas Cayman, Chilectra S.A. Ag. Ilhas Cayman, Luz de Rio Ltda., Endesa Internacional S.A., Endesa Internacional Energia Ltda., Elesur S.A. e Eletricidade de Portugal Internacional SGPS..

Para maiores informações, ver Item 8.2 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Histórico” e Item 8.3 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Atividades” deste Prospecto.

3.3.3. Organograma Societário

Em 30 de maio de 2004, o organograma da estrutura societária da CERJ era o seguinte:



3.3.4. Estratégia

A Companhia vem desenvolvendo estratégias para aumentar o número de consumidores, reduzir as perdas de energia e implementar melhorias técnicas, comerciais e de gestão.

Para maiores informações, ver Item 8.2.2 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Histórico - Investimentos” e Item 8.3.3 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Atividades – Estratégias e Tendências” deste Prospecto.

3.3.5. Demonstrações Financeiras em Bases Não Consolidadas

A receita líquida atingiu R\$1.538.346 mil em 2003, montante 18,21% superior ao obtido em 2002. A evolução da receita líquida foi ocasionada, basicamente, pelos aumentos tarifários e pelo aumento do fornecimento de energia. O resultado operacional da Companhia foi negativo em R\$419.331 mil em 2002 e em R\$203.828 mil em 2003. O melhor resultado operacional obtido no exercício de 2003, em comparação ao exercício de 2002 deu-se, principalmente, em função da diminuição do resultado financeiro negativo de R\$360.551 mil em 2002 para R\$266.210 mil em 2003 e pela melhora do resultado de equivalência patrimonial, que foi negativo em R\$97.482 mil em 2002 e positivo em R\$78.356 mil em 2003.

Para maiores informações, ver Item 7.2 da Seção VII “Situação Financeira - Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras” deste Prospecto.

3.4. COORDENADORES

3.4.1. Instituição Líder:

Bradesco

Av. Paulista, nº 1450 – 3º andar

CEP: 01310-917

São Paulo - SP

Tel: (11) 2178-4800

Fax: (11) 2178-4880

At.: Departamento de Mercado de Capitais

O Bradesco foi fundado em 1943 e é hoje uma das maiores instituições financeiras do país, possuindo uma presença expressiva no mercado de capitais brasileiro. Em 2003, o Bradesco coordenou importantes operações de ações, debêntures e notas promissórias, que totalizaram R\$4,8 bilhões, representando 47,92% das emissões registradas na CVM. Do número total de operações de renda fixa e variável na CVM até dezembro de 2003, o Bradesco participou em 22% das emissões primárias e secundárias de ações, em 17% das emissões de debêntures e em 33% das emissões de notas promissórias.

3.4.2. Coordenadores:

Citibank

Av. Paulista, nº 1111, 2º andar, parte

CEP: 01311-200

São Paulo - SP

Tel: (11) 5576-2495

Fax: (11) 5576-1638 / 2336

At.: Mauricio Tancredi

O Citigroup, líder mundial em serviços financeiros, originou-se da fusão do Citicorp com o Travelers Group em 1998, e, atualmente, está presente em mais de 100 países. Reunindo 275 mil funcionários, 200 milhões de contas de clientes - entre pessoas físicas e jurídicas, entidades governamentais e outras instituições -, com o total de ativos de US\$1,3 trilhão, apresentou em 2003, US\$17,9 bilhões de lucro líquido.

Presente no Brasil desde 1915, o Citigroup possui hoje um portfólio de 1,8 milhão de clientes, ativos totais de US\$7 bilhões, patrimônio líquido de US\$1,2 bilhão e 2,3 mil funcionários. Para o Citigroup, o Brasil é um dos mercados mais importantes da América Latina. Por isso, a organização mantém a estratégia de expansão e de investimentos, ampliando a diversidade de negócios no País.

Com larga experiência em emissões de títulos no mercado de capitais brasileiro, o Citigroup coordenou operações de destaque de emissão de debêntures e notas promissórias nos últimos anos, entre as quais: a 10ª e a 11ª emissão de debêntures da Braskem S.A., no valor de R\$625 milhões e R\$1,2 bilhão respectivamente; a 1ª emissão pública de debêntures da Brasil Telecom S.A., no valor de R\$500 milhões; a 1ª emissão da Algar Telecom Leste - ATL, num valor total de R\$350 milhões; a emissão de notas promissórias da Telepar S.A. (atual Brasil Telecom S.A.) no valor de R\$900 milhões; 1ª emissão de debêntures da Draft II Participações S/A no valor de R\$1,3 bilhão; a 1ª emissão de debêntures no valor de R\$200 milhões para a Telepar Celular S.A. e de R\$200 milhões para a Telpo Celular S.A. e a emissão de debêntures como parte de um "project finance" da Machadinho Energética S.A., no valor de R\$320 milhões, premiada pela Latin Finance como a operação do ano.

Itaú BBA:

Av. Brigadeiro Faria Lima, nº 3400, 4º andar
CEP: 04538-132
São Paulo - SP
Tel: (11) 3708-8697
Fax: (11) 3708-8107
At.: Diretoria de Mercado de Capitais

O Itaú BBA é o maior banco de atacado do Brasil, com ativos de R\$29,7 bilhões e patrimônio líquido de R\$3,26 bilhões (dezembro de 2003). É controlado pelo grupo Itaú, que possui 95,75% do total de ações e 50% das ações ordinárias, sendo o restante controlado por executivos do Itaú BBA. O Itaú BBA se caracteriza pelo foco no atendimento aos clientes corporativos, com ênfase em crédito e operações estruturadas, atuando, assim, como banco corporativo e banco de investimento.

Em 2003, a área de mercado de capitais do Itaú BBA assessorou clientes na captação de recursos junto ao mercado de capitais local que totalizaram aproximadamente R\$3,2 bilhões em operações de debêntures e notas promissórias liquidadas em 2003. Esse montante correspondeu a cerca de 43% de todas as emissões de notas promissórias e debêntures registradas no ano. Entre as principais emissões incluem-se as emissões de debêntures da Telemar Participações S.A. no volume de R\$250 milhões, que abriu o mercado de emissões do ano, e da Fertibrás S.A. no valor de R\$65 milhões e a emissão de notas promissórias da Cia. Energética de Minas Gerais - CEMIG no montante de R\$300 milhões, todas lideradas pelo Itaú BBA. Destaca-se ainda a emissão da CPFL Energia S.A. pelo valor de R\$1,8 bilhão na qual o Itaú BBA atuou como um dos coordenadores. No ranking ANBID de origemação de operações no mercado doméstico de 2003, o Itaú BBA e o Banco Itaú S.A., se considerados conjuntamente, ficaram em 2º lugar, com uma participação de mercado de 15,1%.



Santander:

Rua Amador Bueno, 474, Bloco C, 3º andar
CEP: 04752-005
São Paulo - SP
Tel: (11) 5538-6282
Fax: (11) 5538-8252
At.: Eduardo Müller Borges

O Santander é uma empresa do grupo Santander Central Hispano, presente em 42 países, líder na Espanha, 2º maior banco em capitalização de mercado da região do Euro e a maior instituição financeira internacional da América Latina. Conta com um quadro de cerca de 103 mil empregados, dos quais 65% se encontram fora de Espanha.

Há 18 anos no Brasil, o Santander tem um histórico sem precedentes de aquisições e continua crescendo. As mais recentes aconteceram nos meses de janeiro e novembro de 2000, com as aquisições do Conglomerado Financeiro Meridional (composto pelo Banco Meridional e pelo banco de investimentos Bozano, Simonsen) e do controle acionário do Banco do Estado de São Paulo (Banespa). Essas aquisições evidenciam a estratégia de consolidação do Santander no Brasil, principalmente nas regiões Sul e Sudeste, onde estabeleceu sua base de crescimento no país.

O Santander possui uma vasta experiência na emissão de debêntures, contando com uma equipe altamente qualificada para as operações no mercado de capitais brasileiro. Segundo ranking de originação de renda fixa da ANBID, no ano de 2003, o Santander intermediou operações no montante de R\$495,9 milhões, firmando posição de destaque em relação às demais instituições do mercado financeiro.

Entre estas operações, destacam-se (i) a emissão de debêntures da CPFL Energia S.A., no montante de R\$ 1,8 bilhão; (ii) a emissão de debêntures da Telesp Celular Participações S.A., no total de R\$ 700 milhões; e (iii) a operação de debêntures da Cia. Siderúrgica Paulista - COSIPA, no montante de R\$ 240 milhões.

ABN Amro Real:

Avenida Paulista, nº 1.374, 16º andar
CEP: 01310-100
São Paulo - SP
Tel: (11) 3174-6830
Fax: (11) 3174-6809
At.: Ciro Mauro de C. Giannini

O ABN Amro Real é um banco pertencente ao grupo holandês ABN Amro, que possui instituições financeiras presentes em 70 países ao redor do mundo, incluindo o maior banco da Holanda (ABN AMRO Bank N.V.), um dos maiores da Europa e o segundo maior banco estrangeiro em atuação nos Estados Unidos. O ABN Amro Real está no Brasil há mais de 85 anos. Em 2003, o Banco ABN Amro Real adquiriu o Banco Sudameris S.A., o nono maior banco privado do País, passando a ampliar sua presença na região Sudeste e a aumentar sua participação nos segmentos de clientes de alta renda.

O ABN Amro Real encerrou o exercício de 2003 com ativos de R\$43,9 bilhões e patrimônio líquido de R\$8,1 bilhões, sendo o quarto maior banco privado do Brasil por volume de empréstimos e por depósitos e o quinto em volume de ativos. Sua rede de atendimento possui 4,9 mil pontos de venda para atender seus 5,6 milhões de clientes.

O ABN Amro Real possui grande experiência em estruturação e distribuição de títulos no mercado de capitais brasileiro onde coordenou a emissão de debêntures de várias empresas entre elas a 10ª e a 11ª emissão de debêntures da Braskem SA, no valor de R\$625 milhões e R\$1,2 bilhão respectivamente; a 3ª emissão de Petróleo Brasileiro SA –Petrobras no valor de R\$775 milhões; a 3ª, a 4ª e a 5ª emissão de debêntures da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo – Sabesp, nos valores de R\$448,3 milhões, R\$300 milhões e R\$400 milhões respectivamente; a 1ª e a 2ª emissão de NovaMarlim Petróleo SA, nos valores de R\$235,5 milhões e R\$1,8 bilhão respectivamente; a 2ª emissão de debêntures de CPFL Energia S.A. no valor de R\$ 900 milhões e a emissão de notas promissórias da Companhia de Saneamento do Estado do Paraná - Sanepar no valor de R\$74 milhões.

Unibanco:

Av. Eusébio Matoso, nº 891

CEP: 054123-180

São Paulo - SP

Tel: (11) 3097-1213

Fax: (11) 3097-4823

At.: Glenn Malet - Mercado de Capitais

Fundado em 1924, o Unibanco é o terceiro maior banco privado brasileiro. Oferece uma ampla gama de produtos e serviços financeiros para uma diversificada base de clientes pessoa física e jurídica, de todos os segmentos de renda. Nossos negócios compreendem os segmentos de Varejo, Atacado, Seguros e Previdência e Gestão de Patrimônios. O Unibanco possui uma sólida posição de mercado em praticamente todas as áreas em que atua.

Banco de Varejo - Atende a pessoas de todos os níveis de renda (exceto “private banking”) e a empresas com faturamento anual de até R\$ 40 milhões. No financiamento ao consumidor opera também por meio das controladas Fininvest, Banco Dibens, PontoCred e LuizaCred. Atua no segmento de cartões de crédito com as empresas Unicard e Fininvest e participação de 33% na Credicard, além da recém adquirida Hipercard. Possui 15,8 milhões de clientes em todo o território nacional.

Banco de Atacado - Valendo-se de estratégia de cobertura que combina foco setorial e proximidade com o cliente, o Banco de Atacado tem cerca de 2.850 empresas-clientes, divididas entre médias e grandes, e 400 investidores institucionais no Brasil e no exterior. O Banco tem consistentemente ocupado posições de destaque em fusões e aquisições, “project finance” e nos mercados de renda fixa e renda variável.

Seguros e Previdência - A Unibanco AIG Seguros & Previdência oferece, a pessoas físicas e jurídicas, seguro de vida, de automóvel, de bens e acidentes, planos de pensão e aposentadoria, bem como produtos e serviços correlatos. A empresa tem apresentado taxas de crescimento consistentemente superiores às do mercado e vem consolidando sua posição como uma das maiores companhias do ramo no Brasil.

Gestão de Patrimônios - De forma pioneira no mercado financeiro brasileiro, o Unibanco unificou os negócios de “private banking” e “asset management” no início de 2002. O Unibanco Private Bank passou a compor, juntamente com a subsidiária Unibanco Asset Management (UAM), uma nova unidade, chamada Gestão de Patrimônios. A UAM encerrou março de 2004 com ativos sob gestão de R\$29,3 bilhões.

IV - IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

4.1. ADMINISTRADORES

Quaisquer informações sobre a Distribuição Pública poderão ser obtidos junto ao Departamento de Relações com Investidores da Emissora.

Abel Alves Rochinha
Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro e de Relações com Investidores
Praça Leoni Ramos, nº 1
24210-200 – Niterói – RJ
Tel.: (21) 2613-7031
Fax: (21) 2613-7199

4.2. CONSULTORES

Consultor Legal:
Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados
Rua da Consolação, 247 – 4º andar
01301-903 – São Paulo – SP
Tel.: (11) 3150-7000
Fax: (11) 3150-7071

4.3. AUDITORES

As demonstrações financeiras da Companhia relativas aos 2 últimos exercícios sociais foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu e as demonstrações financeiras relativas ao exercício de 2001 foram auditadas pela Arthur Andersen S.C., cujas atividades foram encerradas.

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Presidente Wilson, 231 – 8º e 22º andares
20030-021 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3981-0500
Fax: (21) 3981-0600

4.4. DECLARAÇÕES NOS TERMOS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

“A Emissora e a Instituição Líder acima identificadas declaram que o prospecto definitivo contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da oferta, das Debêntures, da Emissora, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, bem como que o prospecto definitivo foi elaborado de acordo com as normas pertinentes.”

V - INFORMAÇÕES RELATIVAS A OFERTA

5.1. COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

O capital social da Emissora, totalmente subscrito e integralizado, é de R\$1.625.424.306,38, representado por 4.235.186.511.194 ações ordinárias e sem valor nominal, sendo 4.232.223.579.794 ações nominativas e escriturais e 2.962.931.400 ações ao portador, aguardando substituição por nominativas.

O capital social da Companhia poderá ser aumentado, independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração no valor máximo de R\$142.307.692,88, até o limite de R\$1.767.731.999,26. O aumento de capital dar-se-á sem direito de preferência aos atuais acionistas, nas hipóteses previstas nos incisos I e II do artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações.

A distribuição do capital social da Companhia, em 30 de maio de 2004, são apresentados a seguir:

Acionistas	Quantidade de Ações	%
Enersis Internacional	1.339.620.447.234	31,63
Enersis S.A. Ag. Ilhas Cayman	766.367.324.642	18,10
Chilectra S.A. Ag. Ilhas Cayman	568.195.936.536	13,42
Chilectra S.A.	437.385.426.337	10,33
Luz de Rio Ltda.	328.477.563.577	7,76
Eletricidade de Portugal Internacional SGPS	326.263.552.107	7,70
Endesa Internacional S.A.	300.955.653.957	7,11
Outros ⁽¹⁾	167.920.606.804	3,96
Total	4.235.186.511.194	100,0

⁽¹⁾ Estão alocadas em “Outros” duas sociedades do grupo Endesa: a Endesa Internacional Energía Ltda. que possui 92.227.564.955 ações e a Elesur S.A. que possui 60.308.020.372 ações, correspondente a 2,18% e 1,4%, respectivamente, do capital social da Companhia.

Para informações sobre os acionistas com mais de 5% do capital social, ver Item 8.6.1 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora - Acionistas” deste Prospecto.

5.2. CARACTERÍSTICAS E PRAZOS

5.2.1 Descrição da Distribuição e das Debêntures

A 2ª Emissão foi aprovada pela Assembléia Geral Extraordinária de 29 de abril de 2004 e pela Reunião do Conselho de Administração de 1º de junho de 2004, com as seguintes características:

5.2.1.1 Valor Nominal. O Valor Nominal das Debêntures será R\$10.000,00, na Data de Emissão.

5.2.1.2 Quantidade de Títulos. Serão emitidas 29.400 Debêntures, sendo que, conforme aprovado na Assembléia Geral Extraordinária que deliberou sobre a 2ª Emissão, deverão ser colocadas, no mínimo, 27.000 Debêntures, perfazendo o montante de R\$270.000.000,00, para que seja mantida a oferta das Debêntures.

5.2.1.3 Valor da 2ª Emissão. O valor total da 2ª Emissão será de R\$294.000.000,00, na Data de Emissão.

5.2.1.4 Séries. A 2ª Emissão será feita em série única.

5.2.1.5. Data de Emissão. A Data de Emissão será 01 de junho de 2004.

5.2.1.6. Tipo, Conversibilidade, Forma e Espécie. As Debêntures serão simples, não conversíveis em ações, nominativas escriturais, da espécie com garantia flutuante. Não serão emitidos certificados representativos das Debêntures.

5.2.1.7. Garantias Adicionais. As Debêntures terão ainda garantia adicional de penhor sobre (i) todos os direitos contra determinadas instituições financeiras e bens em posse dessas instituições, conforme contratos de arrecadação e cobrança celebrados com elas (“Agentes Arrecadadores/Cobreadores”), em decorrência do pagamento, por qualquer meio, aos Agentes Arrecadadores/Cobreadores dos direitos creditórios oriundos da comercialização de energia elétrica pela Emissora, no desempenho regular de suas atividades comerciais, em trânsito ou em processo de compensação bancária (“Produto da Arrecadação/Cobrança”), incluindo quaisquer montantes oriundos do Produto da Arrecadação/Cobrança eventualmente depositados em contas da Emissora mantidas perante os Agentes Arrecadadores/Cobreadores, e em decorrência de quaisquer investimentos ou aplicações dos recursos oriundos do Produto da Arrecadação/Cobrança, ou produtos de tais investimentos ou aplicações, dos recursos mencionados neste item (i), bem como o penhor sobre tais investimentos, aplicações, quotas de fundos ou produtos bancários, e (ii) direitos de crédito da Emissora perante o Banco Mandatário em decorrência de conta especialmente aberta no Banco Mandatário para acolher transferências feitas pela Emissora e/ou pelos Agentes Arrecadadores/Cobreadores (e investimentos correspondentes), de forma a garantir um fluxo mensal mínimo nunca inferior a 125% (cento e vinte e cinco por cento) da maior parcela mensal remanescente de principal e juros a ser paga até o integral pagamento das Debêntures, conforme disposto no Contrato de Penhor (“Garantia Adicional”), o qual constitui parte integrante e inseparável da Escritura de Emissão, como seu Anexo I. O Contrato de Penhor foi devidamente registrado nos cartórios de títulos e documentos das Cidades de Niterói e do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, e na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo. A concessão da Garantia Adicional foi aprovada pela ANEEL, conforme Ofício nº 1.027/2004-SFF/ANEEL de 28 de junho de 2004. O Produto da Arrecadação/Cobrança de determinados Agentes Arrecadadores/Cobreadores (quais sejam HSBC Bank Brasil S.A.- Banco Múltiplo e o Lemon Bank Banco Múltiplo S.A.) já está empenhado em favor do Citibank e Citibank N.A. (“Penhor Constituído em favor do Citibank”), conforme “Contrato de Penhor”, de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos, para garantir as obrigações decorrentes dos seguintes contratos: (a) “Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior”, de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos, inclusive operações de “swap” relacionadas a este contrato; (b) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de janeiro de 2004, e respectivos aditamentos; e (c) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de fevereiro de 2004, e respectivos aditamentos (“Obrigações Garantidas do Citibank”), devendo ser extinto tão logo sejam cumpridas todas as Obrigações Garantidas do Citibank, no valor aproximado de R\$75 milhões em 31 de março de 2004, nos termos do artigo 1.436 do Código Civil, por meio do pagamento até a data em que receber os recursos oriundos da subscrição das Debêntures Objeto de Garantia Firme, nos termos do item 7.1 do Contrato de Distribuição (“Data da Extinção”), os quais são suficientes para quitação das Obrigações Garantidas do Citibank, já contemplada na destinação dos recursos prevista no item 5.5 desta Seção do Prospecto.

O penhor refere-se a direitos creditórios que a Companhia detém contra Agentes Arrecadadores/Cobreadores oriundos da prestação de serviços de distribuição de energia elétrica a seus clientes. O valor desses direitos creditórios é determinado mensalmente, em função da energia consumida pelos seus clientes residenciais e, no caso de alguns grandes clientes, da energia

contratada, por meio de envio de faturas a serem pagas em Agentes Arrecadadores (no caso de clientes residenciais) ou no Agente Cobrador (no caso de grandes clientes). Foram empenhados os bens e direitos creditórios oriundos da arrecadação do HSBC Bank Brasil S.A.- Banco Múltiplo e do Lemon Bank Banco Múltiplo S.A. (a terminologia bens refere-se ao fato de que esses recursos transitam por uma conta de arrecadação do próprio banco, sendo portanto bens em posse do agente arrecadador, tornando-se direitos creditórios no caso de depósito em contas da Companhia ou investimentos desses recursos) e também dos direitos creditórios oriundos da cobrança efetuada pelo Citibank (no caso da cobrança esses recursos são depositados obrigatoriamente numa conta da Companhia, tratando-se de direitos creditórios). Os valores arrecadados e/ou cobrados mensalmente dos clientes da Companhia através dos Agentes Arrecadadores/Cobreadores mencionados acima são de aproximadamente R\$25 milhões. A média diária de arrecadação verificada no HSBC Bank Brasil S.A.- Banco Múltiplo nos meses de junho, maio e abril de 2004, foi de aproximadamente R\$430 mil, R\$459,4 mil e R\$460,4 mil, respectivamente. A média diária de arrecadação verificada no Lemon Bank – Banco Múltiplo S.A. nos meses de junho, maio e abril de 2004 foi de aproximadamente R\$380,7 mil, R\$343,9 mil e R\$374 mil, respectivamente. Não é possível fornecer o histórico de cobrança do Citibank, pois a Companhia e o Citibank estão na fase final da formalização da transferência da cobrança de grandes clientes no valor aproximado de R\$8 milhões distribuída ao longo dos 27 dias do período de apuração do fluxo de 125% da maior parcela vincenda relativa às Debêntures.

5.2.1.8. Prazo e Data de Vencimento. O prazo das Debêntures será de 36 meses, contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 01 de junho de 2007 (“Data de Vencimento”), ocasião em que a Companhia obriga-se a proceder ao pagamento das Debêntures que ainda se encontrarem em circulação, pelo Saldo do Valor Nominal, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da última data de pagamento da referida Remuneração, até a data de seu efetivo pagamento.

5.2.1.9 Prazo e Forma de Subscrição e Integralização. As Debêntures serão subscritas pelo seu Valor Nominal, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data da efetiva integralização. As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.

5.2.1.10. Remuneração. As Debêntures farão jus a juros remuneratórios, a partir da Data de Emissão, incidentes sobre o Saldo do Valor Nominal, equivalentes à taxa média dos depósitos interfinanceiros (“Taxa DI”) de um dia, *over* extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) e no jornal “Gazeta Mercantil”, edição nacional, ou na falta deste, em outro jornal de grande circulação, acrescida exponencialmente de *spread* de 4% a.a., de acordo com a fórmula abaixo:

$$J = VN \times (\text{Fator Juros} - 1)$$

onde:

J = valor dos juros, acrescido de “spread”, devidos no final de cada Período de Pagamento de Juros, conforme definido abaixo, calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento;

VN = Saldo do Valor Nominal da Debênture no início do Período de Pagamento de Juros, informado/calculado com 6 casas decimais, sem arredondamento;

Fator Juros = Fator de juros composto pelo parâmetro de flutuação acrescido do “spread”, calculado com 9 casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$FatorJuros = (Fator DI \times Fator Spread)$$

onde:

Fator DI = Produtório das Taxas DI com uso de percentual aplicado, data de início de capitalização, inclusive, até a Data de Pagamento de Juros (conforme definida abaixo), calculado com 8 casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$Fator DI = \prod_{k=1}^{n_{DI}} [1 + (TDI_k)]$$

onde:

n_{DI} = número total de Taxas DI, sendo "nDI" um número inteiro;

TDI_k = Taxa DI over média extra grupo, expressa ao dia, calculada com 8 casas decimais com arredondamento, sendo

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{1}{252}} - 1$$

onde:

DI_k = Taxa DI over média extra grupo divulgada pela CETIP, válida por 1 Dia Útil (overnight), utilizada com 2 casas decimais;

Fator Spread = sobretaxa de juros fixos, calculado com 9 casas decimais, com arredondamento.

$$FatorSpread = \left(\frac{Spread}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{252}}$$

onde,

$Spread$ = 4 ao ano;

n = número de Dias Úteis do período de “Período de Pagamento de Juros”, sendo “n” um número inteiro

5.2.1.11. Pagamento da Remuneração. A Remuneração será paga trimestralmente, a partir da Data de Emissão e mensalmente, a partir do 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, a contar da Data de Emissão (cada data de pagamento da Remuneração, uma “Data de Pagamento da Remuneração”), sendo que a Data de Pagamento da Remuneração após o 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, deverá coincidir com a data de amortização do principal, conforme item 5.2.1.12 abaixo.

5.2.1.12. Amortização. O Valor Nominal das Debêntures será pago em 24 parcelas mensais e sucessivas, a partir do 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, a contar da Data de Emissão, sendo 23 amortizações no valor de R\$416,66 por Debênture e a última amortização no valor de R\$416,82 por Debênture.

5.2.1.13. Local de Pagamento. Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados utilizando-se, conforme o caso: (i) os procedimentos adotados pela CETIP, para as Debêntures registradas no SND; ou, no caso de titulares de Debêntures que não sejam vinculados ao SND, (iii) pelo Banco Mandatário, mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas.

5.2.1.14 Prorrogação dos Prazos. Considerar-se-ão automaticamente prorrogados os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da Escritura de Emissão, até o primeiro Dia Útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

5.2.1.15. Resgate Antecipado Facultativo. A Emissora poderá, a qualquer tempo, mediante notificação aos Debenturistas com 15 dias de antecedência, promover o resgate antecipado parcial ou total das Debêntures em circulação, pelo Saldo do Valor Nominal, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração (“Valor de Resgate”), conforme o caso, até a data do efetivo resgate. Adicionalmente, a Emissora deverá pagar um prêmio de 1% calculado sobre o Valor de Resgate, observado o disposto no artigo 55, parágrafo primeiro, da Lei das Sociedades por Ações.

5.2.1.16. Vencimento Antecipado. O Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativamente às Debêntures e exigir o imediato pagamento, pela Emissora, do Saldo do Valor Nominal, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, , independentemente de qualquer aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial à Emissora, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos:

(a) pedido de concordata, decretação de falência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou pedido de auto-falência da Emissora e/ou de seus atuais controladores diretos ou indiretos;

(b) protesto legítimo de títulos líquidos, certos e exigíveis, contra a Emissora, cujo valor agregado devido e não pago ultrapasse R\$15.000.000,00, salvo (i) se o protesto vier a ser comprovadamente efetuado por erro ou má-fé de terceiros, ou se for sustado ou cancelado, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 15 Dias Úteis de sua ocorrência, ou (ii) protestos relativos a pagamentos de compras de energia e encargos do sistema, objetos de discussão legítima seja junto a órgãos regulatórios e/ou na esfera judicial, sendo certo que, caso solicitado pelo Agente Fiduciário, a Emissora deverá comprovar, em caso de discussão na esfera judicial, que possuía recursos em caixa suficientes para o pagamento do título em questão;

(c) vencimento antecipado de qualquer outra obrigação líquida, certa e exigível da Emissora de valor igual ou superior a R\$15.000.000,00 ou equivalente em outras moedas, salvo se tal vencimento antecipado ocorrer comprovadamente por erro ou má-fé de terceiros. A Emissora terá

um prazo de 15 Dias Úteis, contados da data da declaração de vencimento antecipado, para curar os efeitos do vencimento antecipado, inclusive “cross default”, ou extinguir a pendência original. Não sendo evitado seus efeitos nem extinta a pendência original, nesse prazo, as obrigações referentes às Debêntures permanecerão vencidas antecipadamente. Tendo sido evitados tais efeitos ou extinta a pendência no referido prazo, as obrigações referentes às Debêntures deixarão de estar vencidas na forma deste item 5.2.1.16 (condição resolutiva);

(d) ocorrência de qualquer alteração na composição societária que venha a resultar na perda ou cessão do controle acionário direto ou indireto da Emissora, não se estendendo tal hipótese àquelas operações de transferência ou alienação de ações entre sociedades do mesmo grupo econômico, desde que o controle indireto e final da Emissora permaneça o mesmo;

(e) fusão envolvendo a Emissora, ou a sua cisão ou a sua incorporação, exceto se a operação for previamente aprovada pelos debenturistas, nos termos previstos no “caput” do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações e do item 7.6 da Escritura de Emissão, ou for garantido aos Debenturistas o resgate das Debêntures de que forem titulares, nos termos dos parágrafos primeiro e segundo do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações e do item 4.21 da Escritura de Emissão;

(f) ocorrência de mudança na condição financeira ou nas perspectivas de negócios da Emissora que objetivamente afete ou possa afetar, de maneira significativa e adversa, a capacidade da Emissora de cumprir fiel e integralmente com suas obrigações relativamente às Debêntures;

(g) intervenção na concessão de serviço público do qual a Emissora é titular, extinção ou qualquer outra forma de limitação ou perda pela Emissora da referida concessão, bem como a perda ou a revogação de qualquer outra autorização necessária e essencial para continuidade das suas atividades;

(h) descumprimento pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária relacionada à 2ª Emissão;

(i) descumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não-pecuniária relacionada à 2ª Emissão assumidas na Escritura de Emissão (exceto pela obrigação prevista na sua alínea (q) do item 5.1), no Contrato de Distribuição e no Contrato de Penhor, e desde que tais descumprimentos não sejam sanados dentro do prazo de 15 Dias Úteis contados de aviso escrito enviado à Emissora, pelo Agente Fiduciário;

(j) pagamento aos acionistas da Emissora de dividendos, incluindo dividendos a título de antecipação e/ou sob forma de juros sobre capital próprio, acima daqueles previstos no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações e no Estatuto Social da Emissora;

(k) pagamento de principal e/ou juros de qualquer Empréstimo *Intercompanies*, durante todo o prazo das Debêntures, excetuando-se os pagamentos de principal e juros dos empréstimos já contratados relacionados abaixo:

l.1 Dívida entre a Endesa Internacional Ltda. (credora) e a Emissora (devedora), conforme contrato celebrado em 10 de julho de 2002, no valor histórico de R\$3.737.046,08, atualizado monetariamente pela variação do IGPM e com juros de 12% a.a. a título de remuneração;

Os pagamentos de principal, juros e/ou outros encargos relacionados a este empréstimo somente poderão ser efetuados nas mesmas épocas e datas de pagamento do principal, juros e/ou encargos das Debêntures, conforme o caso, sendo certo, ainda, que o pagamento de principal do acima mencionado empréstimo somente poderá ser efetuado na mesma proporção de pagamento do principal das Debêntures (*Pari Passu*). As taxas de juros e/ou os montantes dos demais encargos vigentes neste empréstimo permanecem inalterados.

l.2 Dívida entre a Luz de Rio Ltda. (credora) e a Emissora (devedora), conforme contrato celebrado em 10 de julho de 2002, no valor histórico de R\$13.309.858,13, atualizado monetariamente pela variação do IGPM e com juros de 12% a.a. a título de remuneração;

Os pagamentos de principal, juros e/ou outros encargos relacionados a este empréstimo somente poderão ser efetuados nas mesmas épocas e datas de pagamento do principal, juros e/ou encargos das Debêntures, conforme o caso, sendo certo, ainda, que o pagamento de principal do acima mencionado empréstimo somente poderá ser efetuado na mesma proporção de pagamento do principal das Debêntures (*Pari Passu*). As taxas de juros e/ou os montantes dos demais encargos vigentes neste empréstimo permanecem inalterados.

l.3 Empréstimo de mútuo entre a Investluz (credora) e a Emissora (devedora), contratado em 04 de julho de 2003, no valor de principal de R\$55.000.000,00 e juros equivalentes a 115% da Taxa DI, a título de remuneração;

l.4 Empréstimo de mútuo entre a Investluz (credora) e a Emissora (devedora), contratado em 25 de novembro de 2003, no valor de principal de R\$16.836.755,00 e juros equivalentes a 115% da Taxa DI, a título de remuneração;

(l) Celebração de novos Empréstimos *Intercompanies* que resultem para a Emissora em fluxo financeiro de saída (seja por meio de mútuos da Emissora para qualquer empresa do grupo Endesa – existente ou a ser constituída -, ou mútuo que a Emissora já tenha registrado – ou venha a receber -, pelo qual se espere que a Emissora pague juros), durante todo o prazo das Debêntures, excetuando-se aqueles cuja data(s) de pagamento de principal, juros e/ou outros encargos, que signifique fluxo financeiro de saída, seja(m) posterior(es) ao cumprimento de toda e qualquer obrigação relacionada às Debêntures;

(m) Redução de capital da Emissora e/ou recompra de ações da Emissora, exceto se previamente autorizada pelos debenturistas, nos termos do parágrafo terceiro do Artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações e do item 7.6 da Escritura de Emissão;

(n) Não-manutenção dos seguintes índices financeiros, os quais serão calculados trimestralmente com base na consolidação “pro-forma” das demonstrações financeiras da Emissora com a sua subsidiária Cerj Overseas Ltd. (enquanto ela existir e/ou for subsidiária integral da Emissora), a partir das quais a Emissora calculará os índices financeiros, que serão revisados por auditor independente:

n.1) O índice obtido da divisão da Dívida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não deverá ser superior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos:

Anos	Índices
2004	2,75 vezes
2005	2,75 vezes
2006	2,5 vezes
2007	2,5 vezes

Onde:

“Dívida Financeira” significa o saldo de dívidas bancárias, incluindo empréstimos com o BNDES ou agências multilaterais, obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos funcionários da Emissora, não considerando para tal definição o cálculo atuarial, acrescido de despesas líquidas com operações de *hedge*, dívida com a Eletrobrás, dívida com as Debêntures, e mútuos com partes relacionadas, excluindo deste cálculo RTE – Recomposição Tarifária Extraordinária, CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela “A” e energia livre; e

“EBITDA” significa o lucro ou prejuízo líquido da Emissora antes da contribuição social e imposto de renda, subtraindo-se as receitas e adicionando-se as despesas geradas pelos resultados não operacionais, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, depreciação e amortização, definição esta na forma usualmente aceita pelos princípios contábeis brasileiros.

n.2) O índice obtido, trimestralmente, da divisão do EBITDA pelos Juros (conforme definidos abaixo) não deverá ser inferior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos.

Anos	Índices
2004	2,0 vezes
2005	2,0 vezes
2006	3,0 vezes
2007	3,0 vezes

Onde:

“Juros” significam, tendo em vista apenas os efetivamente desembolsados, os juros de dívida bancária (incluindo juros devidos ao BNDES e a agências multilaterais), acrescido de juros pagos ao fundo de pensão e parcela “caixa” da variação monetária e cambial, mais as despesas líquidas de *hedge*, com efeito caixa, mais os juros pagos à Eletrobrás, mais os juros pagos das Debêntures, mais os juros efetivamente pagos por conta de mútuos com partes relacionadas deduzidos de eventuais juros recebidos de partes relacionadas – por conta dos Empréstimos *Intercompanies* registrados no ativo da Emissora- no trimestre em questão. Estão excluídos deste cálculo (i) os juros efetivamente desembolsados por conta de: RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária e CVA - Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela “A”, e também as despesas oriundas de provisões (que não tiveram impacto no caixa, mas apenas registro contábil) e (ii) toda e qualquer receita financeira.

n.3) O índice obtido da divisão da Dívida de Curto Prazo (conforme definida abaixo) pelo EBITDA não deverá ser superior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos.

Anos	Índices
2004	1,79 vezes
2005	1,51 vezes
2006	1,13 vezes
2007	1,00 vez

Onde:

“Dívida de Curto Prazo” significa a dívida bancária de curto prazo, acrescida da parcela corrente das dívidas de longo prazo (incluindo parcela corrente das Debêntures e parcelas devidas ao BNDES e a agências multilaterais), mais a parcela corrente das obrigações com fundo de pensão, não considerando para tal definição o cálculo atuarial, mais o passivo somado com o ativo de *hedge* (registrado no curto prazo e desde que tenham efeito caixa no período de apuração), mais a parcela corrente da dívida com a Eletrobrás, mais a parcela corrente dos mútuos com partes relacionadas, apuradas trimestralmente com base nas informações trimestrais auditadas ou revisadas, conforme o caso, da Emissora. Não entram também neste cálculo: parcela corrente de RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária, CVA - Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela “A”, conforme definido pela regulamentação da ANEEL e energia livre.

Os cálculos referentes à anualização do EBITDA e Juros descritos nesta alínea devem ser feitos da seguinte forma: (i) o primeiro cálculo (o qual será realizado em junho de 2004) utilizará como base os valores apurados nos seis primeiros meses de 2004 (até 30 de junho de 2004) multiplicados por 2 (de forma a se ter valores “pro-forma” que reflitam 12 meses de operação da Emissora); (ii) o segundo cálculo (o qual será realizado em setembro de 2004) utilizará como base os valores apurados nos nove primeiros meses de 2004 (até 30 de setembro de 2004), os quais serão divididos por 3 e multiplicados por 4 (de forma a se ter valores “pro-forma” que reflitam 12 meses de operação da Emissora); e (iii) os demais cálculos trimestrais desses índices financeiros serão apurados com base nos valores referentes aos quatro últimos trimestres.

(o) liquidação, dissolução ou extinção da Emissora;

(p) comprovação de inveracidade, insuficiência, incorreção ou inconsistência de qualquer declaração feita pela Emissora na Escritura de Emissão e no Contrato de Distribuição, ou qualquer informação do Prospecto que afete de forma adversa as Debêntures; e

(q) não extinção do Penhor Constituído em favor do Citibank, conforme previsto na alínea (q) do item 5.1 da Escritura de Emissão e no item (c) da Cláusula 2 do Contrato de Penhor.

Para efeitos do cálculo dos "Juros", conforme definido na alínea "n.2" do item 5.2.1.16 acima, não serão considerados nas despesas líquidas de "hedge", com efeito caixa, os resultados dos "hedges" provenientes das notas de negociação nºs 219300190015 (11 de julho de 2002), 220700290001 (25 de julho de 2002), 220700340001 (26 de julho de 2002), 221100190001 (30 de julho de 2002), todas relacionadas com o Instrumento Particular de Contrato para a Realização de Operações de "Swap" e Outras no Mercado de Derivativos e Outras Avenças celebrado com o Citibank em 26 de abril de 2001 e nota de negociação nº 01G09424 (24 de julho de 2001) do Anexo I do Instrumento Particular de Contrato de "Swap" e Outras Avenças celebrado com o Deutsche Bank S.A. - Banco Alemão em 16 de fevereiro de 2000.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas “a”, “c”, “d”, “e”, “g”, “h” e “o” acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures. Na ocorrência de qualquer dos eventos indicados nas demais alíneas do item 5.2.1.16 acima, quais sejam, a alíneas “b”, “f”, “i”, “j”, “k”, “l”, “m”, “n”, “p” e “q”, o Agente Fiduciário deverá convocar, em até 5 Dias Úteis contados da data em que tomar conhecimento do evento, uma Assembléia Geral de Debenturistas para deliberar sobre a declaração do vencimento antecipado das Debêntures.

No que se refere às alíneas “b”, “f”, “i”, “j”, “k”, “l”, “m”, “n”, “p” e “q”, do item 5.2.1.16 acima, após a realização da Assembléia Geral de Debenturistas ou caso não haja deliberação em Assembléia Geral de Debenturistas, inclusive por não instalação desta, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures, e exigir o pagamento do que for devido, a menos que após a realização da Assembléia Geral de Debenturistas, : (a) no caso das alíneas “b”, “f”, “i”, “j”, “k”, “l”, “m”, “n” e “p” do item 5.2.1.16 acima, debenturistas que representem, pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, conforme definido no item 7.7 da Escritura de Emissão, e (b) no caso da alínea “q” do item 5.2.1.16 acima, debenturistas que representem, pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em circulação, conforme definido no item 7.7 da Escritura de Emissão, optem por não declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, hipótese na qual não haverá vencimento antecipado das Debêntures.

5.2.1.17. Encargos Moratórios. Ocorrendo impontualidade no pagamento, pela Emissora, de qualquer quantia devida aos Debenturistas, os débitos vencidos e não pagos pela Emissora, ficarão, desde a data da inadimplência até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, sujeitos a: (i) multa não compensatória de 2%; (ii) juros moratórios à razão de 1% a.m.; e (iii) incidência da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a data em que o pagamento era devido até a data do efetivo pagamento pela Emissora.

5.2.1.18. Decadência dos Direitos de Acréscimo. Sem prejuízo do disposto no item 5.2.1.17 supra, o não comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a qualquer das obrigações pecuniárias devidas pela Emissora, nas datas previstas nesta Escritura de Emissão ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de remuneração e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

5.2.1.19. Repactuação. Não haverá repactuação das Debêntures.

5.2.1.20. Publicidade. Os anúncios de início e encerramento de distribuição das Debêntures serão publicados na edição nacional do jornal Valor Econômico. Com exceção dos anúncios de início e de encerramento, todos os atos e decisões que vierem, de qualquer forma, a envolver interesses dos Debenturistas serão, obrigatoriamente, veiculados, na forma de avisos, nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Jornal do Commercio, O Fluminense e na edição nacional do jornal Valor Econômico.

5.2.1.21. Fundo de Manutenção de Liquidez. Não será constituído fundo de manutenção de liquidez das Debêntures.

5.2.1.22. Resgate em Caso de Incorporação, Fusão ou Cisão. A Emissora poderá realizar operações de incorporação, fusão ou cisão, sem a prévia aprovação dos debenturistas, reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas, se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 meses a contar da data de publicação das assembléias relativas à operação, o resgate das Debêntures de que forem titulares. Os Debenturistas que optarem por resgatar suas Debêntures deverão manifestar sua intenção, por escrito, ao Agente Fiduciário, que por sua vez terá o prazo de 1 Dia Útil contado da data do recebimento de tal manifestação para comunicar a Emissora a respeito dessa decisão. A Emissora, por sua vez, deverá promover o resgate dessas Debêntures pelo Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do efetivo resgate, observado o disposto no artigo 55, parágrafo primeiro, da Lei das Sociedades por Ações. O prazo máximo para a realização do resgate pela Emissora é de 5 dias contados do aviso enviado pelo Agente Fiduciário.

5.2.1.23. Contrato de Distribuição. Conforme Contrato de Distribuição celebrado entre a Companhia e os Coordenadores, estes colocarão 27.240 Debêntures sob o regime de garantia firme e envidarão seus melhores esforços para efetuar a colocação das outras 2.1600 Debêntures, observado, no caso do regime de melhores esforços o prazo máximo de 30 dias, contado do início da distribuição.

5.2.1.24. Contrato de Garantia de Liquidez e de Estabilização de Preço. Não será celebrado contrato de garantia de liquidez, nem contrato de estabilização de preço para as Debêntures.

5.2.2.Cronograma das Etapas da Distribuição Pública.

A colocação pública das Debêntures somente terá início após a concessão do registro pela CVM, da disponibilização do respectivo prospecto definitivo aos investidores e da publicação do anúncio de início de distribuição. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que os Coordenadores, com expressa anuência da Emissora, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo instituições financeiras, e levarão em conta principalmente a relação de crédito existente entre a Emissora e essas instituições financeiras. Após serem atendidas tais instituições financeiras, as Debêntures serão ofertadas a investidores institucionais brasileiros em geral.

A colocação pública das Debêntures será feita conforme segue:

(i) com relação às Debêntures Objeto de Garantia Firme, em até 3 Dias Úteis contados da data de início de distribuição das Debêntures; e

(ii) com relação às Debêntures Objeto de Melhores Esforços, após a colocação das Debêntures Objeto de Garantia Firme, no prazo máximo de 30 dias contados da data de início da distribuição (“Prazo de Colocação das Debêntures Objeto de Melhores Esforços”).

Em caso de distribuição parcial das Debêntures, o investidor poderá, no ato de aceitação, que se dará com a assinatura do boletim de subscrição, condicionar sua adesão à (i) distribuição da totalidade das Debêntures ou (ii) distribuição de uma proporção ou quantidade mínima de Debêntures, que não poderá ser inferior à quantidade e montante previstos para a Distribuição Parcial, sendo que nessa última hipótese, o investidor deverá indicar se pretende adquirir a totalidade das Debêntures subscritas ou quantidade equivalente à proporção entre o número de Debêntures efetivamente distribuídas e o número de Debêntures originalmente ofertadas, presumindo-se, na falta de manifestação, o interesse do investidor em receber a totalidade das Debêntures por ele subscritas.

Caso os investidores tenham condicionado sua adesão à colocação da totalidade das Debêntures ou de uma quantidade mínima de Debêntures, conforme o caso, no Prazo de Colocação das Debêntures Objeto de Melhores Esforços, as Debêntures subscritas por esses investidores serão resgatadas pelo seu Valor Nominal acrescido da Remuneração prevista no item 5.2.1.10 acima, por meio do Banco Mandatário, que por ordem da Emissora, deverá creditar a conta dos investidores, no prazo máximo de 5 dias, a contar do encerramento do Prazo de Colocação das Debêntures Objeto de Melhores Esforços, sem reembolso da quantia relativa à Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Crédito e Direitos da Natureza Financeira - CPMF.

A Emissora e os Coordenadores, e as pessoas que com estes estejam trabalhando ou os assessorando de qualquer forma, deverão, sem prejuízo do disposto na Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, abster-se de negociar, até a publicação do anúncio de encerramento da distribuição pública salvo nas hipóteses de: (i) execução de plano de estabilização devidamente aprovado pela CVM; (ii) alienação total ou parcial de lote das Debêntures Objeto de Garantia Firme, observado, nesse caso, que os Coordenadores somente poderão vender, colocar à venda, contratar ou concordar em vender, prometer vender, empenhar, outorgar opção de compra ou de qualquer outra maneira dispor, direta ou indiretamente, de quaisquer Debêntures objeto de Garantia Firme adquiridas, por um período de 18 (dezoito) meses, contados da Data de Emissão; (iii) negociação por conta e ordem de terceiros; ou (iv) operações claramente destinadas a acompanhar índice de ações, certificado ou recibo de valores mobiliários.

Após o período de 18 (dezoito) meses mencionado no item (ii) do parágrafo anterior, caso os Coordenadores tenham interesse em vender as Debêntures Objeto de Garantia Firme adquiridas, o preço de revenda de tais Debêntures estimado pelos Coordenadores será em conformidade com as condições de mercado vigentes à época de venda e sujeita à conveniência e necessidade dos Coordenadores.

5.2.2.1. Suspensão e Cancelamento da Distribuição Pública

A Distribuição Pública poderá ser suspensão ou cancelada pela CVM, a qualquer tempo, nos seguintes casos:

(i) se estiver se processando em condições diversas das constantes da Instrução CVM nº 400/03 ou do registro da Distribuição Pública; ou

(ii) se for considerada ilegal, contrária à regulamentação da CVM ou fraudulenta, ainda que após obtido o respectivo registro.

A Distribuição Pública deverá ser suspensão quando a CVM verificar ilegalidade ou violação de regulamentos sanáveis. O prazo de suspensão da Distribuição Pública não poderá ser superior a 30 dias, durante o qual a irregularidade apontada deverá ser sanada. Findo esse prazo de 30 dias sem que tenham sido sanados os vícios que determinaram a suspensão, a CVM deverá ordenar a retirada da Distribuição Pública e cancelar o respectivo registro.

A rescisão do Contrato de Distribuição importará no cancelamento do registro da Distribuição Pública.

A eventual suspensão ou cancelamento da Distribuição Pública, bem como quaisquer outras informações ou avisos a ela relativos serão divulgados ao mercado e aos investidores que tenham aceitado a Distribuição Pública imediatamente após a sua ocorrência, nos mesmos jornais de grande circulação habitualmente utilizados pela Companhia.

É facultado aos investidores, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o 5º Dia Útil posterior ao recebimento da comunicação da suspensão.

Todos os investidores que já tenham aceitado a Distribuição Pública, na hipótese de seu cancelamento e os investidores que tenham revogado sua aceitação, na hipótese de suspensão, terão direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida às Debêntures, sem reembolso da quantia relativa à Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Crédito e Direitos da Natureza Financeira - CPMF, os quais serão creditados na conta dos investidores, no prazo máximo de 5 Dias Úteis, a contar da comunicação da revogação aos investidores ou do recebimento da comunicação de revogação do investidor, no caso de suspensão.

5.2.3. Modificação ou Revogação da Oferta

Havendo, a juízo da CVM, alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro de Distribuição Pública, ou que o fundamentem, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Companhia e inerentes à própria Distribuição Pública, a CVM poderá acolher pleito de modificação ou revogação da Distribuição Pública. Se for deferida a modificação, a Distribuição Pública poderá, por iniciativa da própria da CVM, ou a requerimento da Companhia, ser prorrogada por até 90 dias.

Em caso de revogação da Distribuição Pública, os boletins de subscrição eventualmente firmados ficarão automaticamente cancelados.

A modificação da Distribuição Pública será imediatamente divulgada ao mercado, através dos mesmos meios utilizados para a publicação do Anúncio de Início. A Instituição Líder tomará as providências cabíveis para se assegurar de que os investidores, ao formalizarem sua adesão à oferta, com a assinatura do boletim de subscrição, estão cientes de que foi alterada a oferta original e de que têm conhecimento dos novos termos e condições. Caso tenham assinado o boletim de subscrição anteriormente à modificação da oferta, serão informados imediatamente pela Instituição Líder a respeito da modificação ocorrida e deverão, no prazo máximo de 5 Dias Úteis, a contar do recebimento da comunicação, confirmar seu interesse na aquisição das Debêntures. Caso não haja manifestação do investidor até o final do prazo 5 Dias Úteis, será presumida a intenção do investidor na aquisição das Debêntures.

5.2.4. Descrição do Público Investidor Alvo

As Debêntures têm como público alvo instituições financeiras, e levarão em conta principalmente a relação de crédito existente entre a Emissora e essas instituições financeiras. Após serem atendidas tais instituições financeiras, as Debêntures serão ofertadas a investidores institucionais brasileiros em geral.

O investimento nas Debêntures não é adequado a investidores que (a) necessitem de liquidez, tendo em vista a possibilidade de serem pequenas ou inexistentes as negociações das Debêntures no mercado secundário; e/ou (b) não estejam dispostos a correr o risco de crédito de empresa do setor privado.

5.2.5. Registro para Distribuição e Negociação

As Debêntures serão registradas para distribuição, no mercado primário, por meio do SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e para negociação, no mercado secundário, por meio do SND, também administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.

As Debêntures objeto de garantia firme adquiridas pelos Coordenadores só poderão ser alienadas, empenhadas ou dadas em opção após o 18º mês contado a partir da Data de Emissão.

5.2.6 Quoruns Mínimos Estabelecidos para Assembléia de Debenturistas

A Assembléia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem metade, no mínimo, das Debêntures em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Nas deliberações da Assembléia Geral de Debenturistas, cada Debênture dará direito a um voto, admitida a constituição de mandatários, debenturistas ou não. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes, com exceção das matérias para as quais estiver previsto *quorum* qualificado em lei ou descritas abaixo:

- Qualquer modificação (a) nas condições das Debêntures e demais disposições da Escritura de Emissão, (b) no Contrato de Penhor, (c) bem como a aprovação das matérias listadas nas alíneas (e) e (m) do item 5.2.1.16 acima, dependerá da aprovação de debenturistas que representem, no mínimo, 75% das Debêntures em circulação.

- Para (a) alteração do disposto no item anterior, (b) alteração da garantia flutuante e/ou substituição da Garantia Adicional e (c) alteração da Remuneração, será necessária a aprovação de 100% das Debêntures em circulação.
- No caso de extinção, ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI, nos prazos estipulados na Escritura de Emissão, a definição de nova remuneração dependerá da aprovação de, no mínimo, 75% do total das Debêntures em circulação;
- Qualquer deliberação para optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures, conforme item 5.2.1.16 acima (Vencimento Antecipado), dependerá da aprovação de debenturistas que representem, no mínimo, 75% (no caso das alíneas “b”, “f”, “i”, “j”, “k”, “l”, “m”, “n” e “p” do item 5.2.16 acima) ou 90% (no caso da alínea “q” do item 5.2.16 acima) das Debêntures em circulação, conforme o caso.

Para efeito de cálculo do *quorum* de instalação e deliberação serão excluídos os votos em branco e os votos correspondentes às Debêntures pertencentes a qualquer de suas subsidiárias, coligadas, controladas ou controladoras, diretores ou membros do seu Conselho de Administração.

5.3. CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

Em 05 de julho de 2004, a Emissora e os Coordenadores celebraram o “Instrumento Particular de Contrato de Coordenação, Colocação e Distribuição Pública de Debêntures Simples, da Espécie com Garantia Flutuante e com Garantia Adicional, sob Regime de Garantia Firme e de Melhores Esforços, da 2ª Emissão, em Série Única, da CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro”.

Para obtenção de cópia ou para consulta do Contrato de Distribuição, os interessados deverão dirigir-se à Comissão de Valores Mobiliários, nos seguintes endereços: Rua Sete de Setembro, nº 111 – 5.º andar – Centro de Consultas – Centro - Rio de Janeiro – RJ ou Rua Formosa, 367 – 20.º andar – Centro - São Paulo – SP.

5.3.1. Procedimento de Distribuição e Forma de Colocação

As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme para o volume de R\$272.400.000,00 e de melhores esforços para o volume de R\$21.600.000,00, com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para colocação, no mercado primário, por meio do SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que os coordenadores, com expressa anuência da Emissora, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo instituições financeiras, e levarão em conta principalmente a relação de crédito existente entre a Emissora e essas instituições financeiras. Após serem atendidas tais instituições financeiras, as Debêntures serão ofertadas a investidores institucionais brasileiros em geral.

A distribuição pública das Debêntures somente terá início após a concessão do registro de distribuição pública pela CVM, a publicação do anúncio de início de distribuição e a disponibilização do prospecto definitivo aos investidores.

5.3.2. Regime de Garantia Firme

Os Coordenadores comprometeram-se a realizar a colocação das Debêntures sob o regime de garantia firme para o volume total de R\$272.400.000,00, na Data de Emissão, sem presunção de solidariedade entre os Coordenadores, respondendo cada qual pela parcela ora indicada, na forma descrita a seguir:

Coordenador	Quantidade de Debêntures	Volume – R\$ (na Data de Emissão)
Bradesco	7.200	R\$72.000.000,00
Citibank	5.440	R\$54.400.000,00
Itaú BBA	5.400	R\$54.000.000,00
Santander	5.400	R\$54.000.000,00
ABN Amro Real	2.900	R\$29.000.000,00
Unibanco	900	R\$9.000.000,00
Total	27.240000	R\$272.400.000,00

5.3.3. Regime de Melhores Esforços

Os Coordenadores envidarão os melhores esforços para colocação do saldo remanescente de até R\$21.600.000,00.

As Debêntures não colocadas, e que estejam sob regime de colocação de melhores esforços, durante o prazo de distribuição pública serão canceladas.

5.3.4. Operações com Coordenadores e Participantes Especiais

Em 30 de abril de 2004, a Companhia mantém o seguinte relacionamento com os Coordenadores e Participantes Especiais:

Abaixo, encontram-se descritas as principais operações realizadas entre os Coordenadores e a Emissora. Além das informações descritas abaixo, a Companhia ainda celebrou contratos para operações de *swap* com o Bradesco, Citibank, Itaú BBA e ABN Amro Real. Para maiores informações sobre as operações de crédito entre os Coordenadores e a Companhia ver Item 8.3.8 da Seção "Informações relativas à Emissora - Atividades - Contratos Financeiros" deste Prospecto.

Bradesco

Em 31 de março de 2004, as principais operações entre a Emissora e o Bradesco consistiam em: (a) empréstimos via Resolução CMN nº 2770; (b) empréstimos BNDES; (c) fiança; e (d) operações de capital de giro da ordem de R\$67,3 milhões.

O Bradesco presta serviços em gerais à Emissora, inclusive de cobrança de faturas de energia elétrica e, desde 18 de julho de 2000, o Bradesco é a instituição financeira responsável pela escrituração das ações da Emissora.

Citibank

Em 31 de março de 2004, as principais operações entre a Emissora e o Citibank consistiam em (a) empréstimos pré-fixados em moeda local; (b) empréstimos via Resolução CMN nº 2770; (c) empréstimo por meio de repasse; e (d) prestação de serviços em geral. O Citibank será ainda o Banco Mandatário da 2ª Emissão, bem como está negociando a prestação de serviços de cobrança de faturas de energia elétrica.

A Companhia celebrou com o Citibank N.A. e o Citibank contrato de repasse de recursos captados no exterior e contratos de empréstimo, no montante aproximado de R\$75 milhões, em 31 de março de 2004. Para maiores informações sobre esses contratos ver Seção 8.3 “Atividades – Contratos Financeiros – Contrato de Recursos Captados no Exterior e Contratos de Empréstimo” deste Prospecto.

Para garantia dessas obrigações da Companhia perante o Citibank, foi empenhado direitos de crédito da Companhia contra os bancos arrecadadores, HSBC Bank Brasil S.A. e Lemon Bank Banco Múltiplo e garantido um fluxo mensal mínimo em conta vinculada, também empenhada, equivalente a 125% do valor devido mensalmente pela Companhia a título de pagamento de juros e principal. Esse penhor rotativo será extinto após a quitação dos contratos de repasse de recursos captados no exterior e contratos de empréstimo acima mencionados, que será feita pela Emissora até a data a data em que essa receber os recursos oriundos da subscrição de todas as Debêntures Objeto de Garantia Firme nos termos do Contrato de Distribuição, os quais são suficientes para a quitação dessas obrigações, já contemplada na destinação dos recursos prevista no item 5.5 deste Prospecto.

O Citibank será ainda o detentor do penhor rotativo que será constituído para garantia adicional das Debêntures. Para maiores informações sobre o penhor ver Seção “Informações Relativas à Oferta – Características e Prazos – Descrição da Distribuição e das Debêntures – Garantias Adicionais” deste Prospecto.

Itaú BBA

Em 31 de março de 2004, as operações entre a Companhia e o Itaú BBA consistiam em (a) operações de crédito e (b) fiança. O Banco Itaú S.A. presta serviços bancários em geral, incluindo a arrecadação de faturas de energia elétrica.

Santander

O Santander (e/ou empresas ligadas) não possui linhas de crédito com a Emissora. O Santander (e/ou empresas ligadas) presta à Emissora serviços bancários em geral, incluindo a arrecadação de faturas de clientes residenciais e comerciais, bem como serviços de tesouraria.

ABN Amro Real

Em 31 de março de 2004, as operações entre a Emissora e o ABN Amro Real consistiam em: (a) empréstimo FINIMP, e (b) operações financeiras via repasse de recursos externos. Além disso, o ABN Amro Real presta serviços para a Companhia, tais como folha de pagamento, posto de serviço bancário, arrecadação de contas de energia e pagamentos à fornecedores.

Unibanco

Em 31 de março de 2004, as operações entre a Emissora e o Unibanco consistiam em: (a) cartas de fiança para garantia de contingências fiscais e trabalhistas, (b) garantia de risco comercial para um empréstimo de importação de equipamentos feito com a Caixa Geral de Depósitos, (c) operações de crédito mediante empréstimo de longo prazo, empréstimos para capital de giro e de repasse BNDES relativo a programa de investimentos da Emissora.

Participantes Especiais

As operações entre a Emissora e o Alfa consistem em uma operação de crédito rotativo no valor aproximado de R\$20 milhões.

O Alfa, Banif Primus e BES não possuem operações com a Emissora.

5.3.5. Demonstrativo do Custo da Distribuição

A tabela a seguir contém informações a respeito dos custos a serem incorridos com a Distribuição Pública e o montante líquido para a Companhia

	<u>Valor Total (em R\$)</u>	<u>Valor Unitário (em R\$)</u>
Montante total ⁽¹⁾ / Unitário	294.000.000,00	10.000,00
Comissão de Estruturação e Coordenação ⁽²⁾	1.470.000,00	50,00
Comissão de Garantia Firme ⁽³⁾	1.470.000,00	50,00
Comissão de Colocação ⁽⁴⁾	2.940.000,00	100,00
Taxa de registro na CVM	82.870,00	2,82
Montante líquido para a Companhia	288.037.130,00	9.797,18

⁽¹⁾ Para cálculo do montante total da 2ª Emissão foi considerada a colocação da totalidade das Debêntures.

⁽²⁾ 0,50% incidente sobre o valor apurado mediante a multiplicação do Valor Nominal acrescido da Remuneração pelo número total de Debêntures emitidas.

⁽³⁾ 0,50% incidente sobre o valor apurado mediante a multiplicação do Valor Nominal acrescido da Remuneração pelo número total de Debêntures efetivamente colocadas.

⁽⁴⁾ 1% incidente sobre o valor apurado mediante a multiplicação do Valor Nominal acrescido da Remuneração pelo número total de Debêntures efetivamente colocadas.

A tabela a seguir indica a porcentagem que o custo total da Distribuição Pública representa em relação ao montante da 2ª Emissão, calculada considerando as hipóteses em que haja a distribuição total das Debêntures ou a distribuição parcial, no montante mínimo estabelecido neste Prospecto, indicando, ainda, porcentagem em relação ao preço unitário de distribuição das Debêntures, em atendimento ao disposto no Anexo II, item 3.3.3.1 da Instrução CVM nº 400/03:

Nº de Debêntures	Custo da Distribuição ⁽¹⁾	Porcentagem em relação ao preço unitário por Debênture	Porcentagem em relação ao total de Debêntures emitidas
29.400	5.962.908,00	2,02%	2,02%
27.000	5.476.140,00	2,02%	2,02%

⁽¹⁾ Nº de Debêntures multiplicado pelo custo unitário da distribuição, que é R\$202,82.

Nenhuma outra remuneração será contratada ou paga pela Emissora aos Coordenadores, direta ou indiretamente, por força ou em decorrência do Contrato de Distribuição, sem prévia manifestação da CVM.

Outros Custos Relacionados

As despesas a serem incorridas pela Companhia, no valor estimado de R\$260 mil, incluem, entre outras (i) publicação de anúncio de início e encerramento da distribuição no valor estimado de R\$120.000,00; (ii) contratação do Agente Fiduciário, Banco Mandatário e Instituição Escriuradora; (iii) honorários de consultor jurídico externo; (iv) despesas com os custos da CETIP (0,0017% sobre o volume de Debêntures em mercado) e (v) registro do Contrato de Penhor e Escritura de Emissão.

5.4. CONTRATO DE GARANTIA DE LIQUIDEZ E DE ESTABILIZAÇÃO

Não será celebrado contrato de garantia de liquidez, nem contrato de estabilização.

5.5. DESTINAÇÃO DE RECURSOS

Os recursos líquidos obtidos por meio da 2ª Emissão serão utilizados para pagamento das dívidas que a Emissora possui com (a) os seguintes Coordenadores da 2ª Emissão, cujos valores em 31 de março de 2004 eram de aproximadamente: (i) Bradesco: R\$77 milhões; (ii) Citibank: R\$51 milhões; (iii) Itaú BBA: R\$60 milhões; (iv) ABN Amro Real: R\$29 milhões (equivalentes a US\$10 milhões, utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086 por dólar norte-americano); e (v) Unibanco: R\$10 milhões; e (b) com o Citibank N.A., cujo valor em 31 de março de 2004 era de aproximadamente R\$24 milhões (equivalente a US\$8,3 milhões, utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086). O eventual saldo remanescente será utilizado para reforço de capital de giro.

5.5.1. Impacto na Situação Patrimonial e nos Resultados da Emissora

A captação dos recursos decorrentes dessa Emissão, após cumprida a sua respectiva destinação, permitirá que o custo financeiro de operações futuras da Emissora seja menor, uma vez que poderá evitar o risco de contratações e renovações de dívidas a prazos curtos e com custos mais elevados.

Para visualização do impacto da destinação dos recursos na situação patrimonial ver Seção VII “Situação Financeira – Capitalização” deste Prospecto.

5.5.2. Descrição das Dívidas

A tabela abaixo demonstra o prazo e a taxa de juros das dívidas que serão pagas com a destinação dos recursos desta Emissão. Todas essas dívidas foram contratadas pela Companhia no curso normal dos seus negócios.

Produto	Início	Vencimento	Prazo (dias)	Taxa R\$	Taxa USD
Res. 63	27/05/2004	26/07/2004	60	CDI+4%	0,1000%
Res. 63	30/04/2003	28/03/2005	698	CDI+5%	8,13%
Res. 63	07/05/2003	27/08/2004	478	CDI+3%	7,97%
Res. 63	31/05/2004	23/07/2004	53	CDI+5,4%	2,50%
Res. 63	31/05/2004	23/07/2004	53	CDI+5,4%	2,50%
Mútuo	27/05/2004	25/08/2004	90	CDI+5%	-
Mútuo	27/05/2004	25/08/2004	90	CDI+5%	-
Capital de Giro	30/04/2004	29/06/2004	60	CDI+4%	-
Capital de Giro	30/04/2004	29/06/2004	60	CDI+4%	-
Capital de Giro	31/05/2004	30/07/2004	60	CDI+5,4%	-
Capital de Giro	31/05/2004	30/07/2004	60	CDI+5,4%	-
Capital de Giro	13/04/2004	14/06/2004	62	CDI+3,25%	-

5.5.3. Outras Fontes de Recursos

Caso haja distribuição parcial das Debêntures, sendo, portanto, captados recursos em montante inferior ao montante total mencionado no item 5.2.1.3 acima, a Emissora poderá buscar os recursos faltantes por meio de outras formas de financiamento junto às instituições financeiras com a qual mantém relações de crédito.

VI - FATORES DE RISCO

Antes de tomar qualquer decisão de investimento, os investidores devem considerar cuidadosamente, todas as informações contidas neste Prospecto, incluindo, principalmente, os fatores de risco apontados abaixo e as demonstrações financeiras da Emissora e as respectivas notas explicativas.

Caso algum desses riscos venha a se concretizar, as condições financeiras, os negócios e os resultados das operações da Companhia poderão ser afetados negativamente, de forma relevante.

6.1. FATORES DE RISCO ASSOCIADOS AO PAÍS

As operações da Companhia estão localizadas inteiramente no Brasil e, portanto, as condições políticas e econômicas brasileiras poderão afetar, de forma adversa, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia. O governo brasileiro exerceu e continua a exercer influência considerável sobre a economia brasileira.

No passado, o Governo brasileiro interveio na economia do país introduzindo, ocasionalmente, drásticas mudanças em sua política. As medidas do governo brasileiro para implementar suas políticas macroeconômicas envolveram, entre outras, controle de salários e preços, desvalorização da moeda, controles de capital e limites às importações, e aumentos na taxa de juros básica, entre outros elementos. O ano de 2003, por sua vez, foi marcado pela incerteza e desconfiança quanto ao desempenho do governo e ao ambiente internacional. Com o passar do ano, nem todas as expectativas negativas se concretizaram. Entretanto, não se pode prever o resultado das políticas que o governo poderá adotar ou o impacto dessas políticas nas condições econômicas brasileiras.

As operações da Companhia estão localizadas inteiramente no Brasil, assim, os seus negócios, situação financeira, resultados e operações podem ser negativamente afetados por mudanças nas políticas governamentais, bem como por fatores econômicos gerais, que incluem, entre outros:

- política tributária;
- inflação;
- flutuações do valor do Real;
- instabilidade dos preços;
- taxas de juros; e
- outros acontecimentos de ordem política, diplomática, social e econômica ocorridos no Brasil ou que o afetem.

A Companhia não pode prever os efeitos que as políticas a serem adotadas pelo atual Governo poderão causar na economia brasileira ou nos seus resultados operacionais e na sua condição financeira.

Oscilações do valor do real frente ao valor do dólar norte-americano e outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Emissora.

A moeda brasileira, historicamente, apresentou variações freqüentes de valor face ao dólar norte-americano. O real desvalorizou 15,73% em relação ao dólar norte-americano em 2001, 34,33 % em 2002 e, em 2003, o real apresentou uma valorização de 22,29%.

Em 31 de março de 2004, a Companhia possuía uma dívida total em bases não consolidadas de R\$1.296.589 mil, dos quais 57,03% eram em moeda estrangeira, basicamente dólares norte-americanos e euros. Na medida em que o valor do real diminui em relação ao dólar norte-americano e outras moedas estrangeiras, o serviço de dívida da Companhia encarece, com um conseqüente efeito adverso sobre os resultados e condição financeira da Emissora. Para maiores informações, ver Seção “Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras” deste Prospecto.

A Companhia pode ser adversamente afetada pela política monetária do Governo Federal.

Em 31 de março de 2004, o endividamento em bases não consolidadas era de R\$1.296.589 mil, sendo que a totalidade da dívida em moeda nacional que corresponde a 42,97% das obrigações financeiras da Companhia está atrelada a taxas flutuantes de juros. Adicionalmente, da dívida em moeda estrangeira da Companhia, no valor de R\$739.397 mil, R\$122.109 mil ou 9,42% da dívida total possuem mecanismos de troca de indexador de variação cambial por CDI. Caso o Governo Federal venha a aumentar as taxas de juros ou tomar outras medidas de política monetária que resultem no aumento efetivo da taxa de juros, os encargos a serem pagos pela Companhia aumentarão, afetando adversamente a sua condição financeira.

A inflação e medidas do governo para contê-la podem ter efeitos adversos sobre a economia brasileira, o mercado mobiliário brasileiro e/ou os negócios e operações da Companhia.

Historicamente, o Brasil apresentou taxas de inflação extremamente altas. A inflação e medidas tomadas pelo governo brasileiro na tentativa de contê-la tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira. Pressões inflacionárias, e providências tomadas para conter a inflação, associadas a especulações sobre possíveis atos futuros do governo, contribuíram para a incerteza econômica no Brasil e aumentaram a volatilidade do mercado de capitais brasileiro.

Futuras medidas do Governo Federal, incluindo medidas para desvalorização da taxa de câmbio, poderão acarretar aumento da inflação. Não há como garantir que os índices de inflação não aumentarão nos próximos anos, nem que estes aumentos poderão ser repassados às tarifas da Companhia em valores suficientes e prazo hábil para cobrir seus crescentes custos operacionais. Nesta hipótese, os negócios, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser afetados adversamente.

Alterações na legislação tributária podem afetar a Companhia.

Um aumento na carga tributária à qual a Companhia está sujeita, principalmente impostos incidentes sobre a renda que não são considerados na revisão de tarifas, em razão de alterações na legislação tributária, poderá afetar negativamente os resultados da Companhia em decorrência de:

- perda de clientes e/ou receita em razão da elevação de tarifas após o repasse de custos tributários adicionais; ou
- perda de margem pela impossibilidade de repasse dos custos adicionais às suas tarifas.

A deterioração das condições econômicas e de mercado em outros países, principalmente nos emergentes, pode afetar negativamente a economia brasileira e os negócios da Companhia.

A economia brasileira e as companhias brasileiras têm sido, em diferentes intensidades, impactadas pelas condições econômicas e de mercado de outros países, principalmente os emergentes, bem como pelas reações dos investidores com relação a essas condições. A oferta de crédito a empresas brasileiras é influenciada pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em graus variáveis, pelas condições de mercado de outros países, especialmente países da América Latina.

Acontecimentos ou condições de outros países emergentes já afetaram significativamente, em outras ocasiões, a disponibilidade de crédito na economia brasileira e resultaram em consideráveis saídas de recursos e queda no volume de investimentos estrangeiros no Brasil.

Não há como garantir que futuros acontecimentos em outros países, principalmente nos emergentes, bem como as medidas a serem adotadas pelos governos destes países, não afetarão a oferta de crédito no mercado local e internacional de modo adverso causando efeitos negativos na economia brasileira e nos resultados da Companhia.

6.2. FATORES DE RISCO RELATIVOS AO SETOR DE ENERGIA

A Companhia atua num setor regulamentado e, portanto, seus resultados operacionais podem ser afetados adversamente por medidas governamentais.

O Contrato de Concessão autoriza o Poder Concedente a regular e fiscalizar diversos aspectos dos negócios da Companhia. Os resultados operacionais da Companhia poderão ser afetados pela regulamentação e política governamental, uma vez que o Contrato de Concessão estabelece, além das obrigações que podem vir a serem aumentadas, a política de tarifas que a Companhia pode praticar. Desta forma, caso a Companhia seja obrigada pelo Poder Concedente a efetuar gastos adicionais imprevistos e caso a Companhia não possa recuperar tais gastos tempestivamente ou não tenha uma revisão adequada de sua tarifa, seus resultados operacionais poderão ser afetados adversamente.

A Companhia atua num setor sujeito a risco de perda de resultado por aumento nos atrasos, inadimplências e perdas do sistema e comprometimento na qualidade do serviço.

O atraso e inadimplência de clientes no pagamento dos valores devidos à Companhia, assim como a existência de fraudes no sistema que possibilitam a utilização de energia elétrica sem a respectiva cobrança, resultam em perda de resultado para a Companhia. Em 2003, a inadimplência correspondeu a 15,87% do faturamento da Companhia.

O nível total de perdas de energia (comercial e técnica) da CERJ foi de 23,6% ao final de 2003 e 22,6% em dezembro de 2002, excedendo a média nacional entre as distribuidoras, que foi de 16,3% em 2002 (Fonte: ABRADÉE), em virtude principalmente do alto índice de furto de energia ocorrido na área de concessão da Companhia. Não há como assegurar que as perdas não possam aumentar, além de poderem ainda prejudicar o cumprimento de metas de qualidade. A Companhia não pode garantir que não ocorrerão falhas de qualidade que venham a resultar em penalidades administrativas, já ocorridas no passado, devido ao grande número de ligações clandestinas que podem sobrecarregar a rede da Companhia. Para maiores informações, ver Item 8.3 da Seção “Informações relativas ao Setor de Energia Elétrica – Atividades – Distribuição” deste Prospecto.

Um novo racionamento de energia, em função da falta de investimentos em expansão da capacidade de geração de energia e/ou condições hidrológicas adversas podem afetar negativamente a geração de caixa da Emissora.

Em junho de 2001, o Governo Federal implementou um programa de racionamento de energia elétrica em razão dos baixos índices pluviométricos, com a conseqüente escassez de energia elétrica no mercado brasileiro. As medidas adotadas incluíram a criação da Câmara de Gestão de Energia Elétrica, que por sua vez, adotou diversas medidas, tais como regimes especiais de tarifação, estabelecimento de metas de consumo e multas, além da possibilidade de corte no fornecimento, e suspensão do fornecimento de energia para determinados fins como eventos esportivos noturnos e uso publicitário.

Em novembro de 2001, em decorrência do aumento de nível de água nos reservatórios, o Governo Federal adotou medidas de controle de consumo de energia mais brandas do que as normas então vigentes. 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 do 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 e na geração de caixa da Emissora.

A Companhia poderá sofrer uma redução nas suas receitas, caso seus consumidores tornem-se consumidores livres não atendidos pela Emissora, autoprodutores ou deixem de adquirir energia elétrica da Emissora por qualquer motivo.

A Lei de Reestruturação do Setor Elétrico definiu os critérios de enquadramento para os consumidores livres (com demanda igual ou superior a 3 MW e ampliada para qualquer nível de tensão), que passam a ter 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 geração de energia elétrica ou comercializador do sistema interligado (a venda por parte das distribuidoras para estes clientes foi vedada pela lei do novo modelo, exceto para a distribuidora em cuja área de concessão eles estejam e sempre sob condições reguladas). Adicionalmente, caso grandes consumidores industriais tornem-se autoprodutores de energia a fim de obter o direito de gerar eletricidade para uso próprio ou exerçam a opção de se tornarem consumidores livres, quando seus contratos expirarem, o resultado da Companhia poderá ser afetado de forma negativa.

Dentre as principais alterações em andamento no setor de energia elétrica, a substituição dos Contratos Iniciais por outros contratos de compra e venda de energia poderá afetar negativamente a Emissora pela eventual restrição de repasse integral dos custos.

As quantidades de energia elétrica compradas pela Companhia são baseadas em consumo de energia nos períodos subsequentes. Parte da energia comprada estava contratada através dos denominados Contratos Iniciais, que fixavam volumes de compra de energia até o ano de 2002. A partir de 2003, os montantes de energia e demanda de potências dos Contratos Iniciais começaram a ser reduzidos gradativamente, à razão de 25% a.a. do montante referido ao ano de 2002, encerrando-se em dezembro de 2006, conforme estabelece a Lei nº 9.648/1998.

Em consequência da retração dos Contratos Iniciais, a Emissora tem obtido energia elétrica por meio do aditamento de parte da energia descontratada dos Contratos Iniciais e, por meio de contratos bilaterais que foram livremente negociados, onde ambos foram considerados na Revisão Tarifária.

Entretanto, em função da contínua retração dos Contratos Iniciais e do novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, a Companhia deverá buscar novos fornecedores de energia e não tem a garantia de que os custos relacionados com a compra de energia serão integralmente repassados ao consumidor, em caso de um grande desvio entre a demanda projetada e a realizada. Essas alterações e outras que venham a ser adotadas, na relação entre custo de compra de energia e repasse desse custo, poderão afetar adversamente os resultados da Companhia e sua condição financeira.

Adicionalmente, em caso de inadimplência por parte da Emissora no recolhimento dos encargos regulatórios, bem como da energia adquirida de forma regulada e de ITAIPU, poderá acarretar na impossibilidade de revisão, exceto a extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifa, assim como de recebimento de recursos provenientes da Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Conta de Consumo de Combustível - CCC. Em caso da tarifa da Companhia não ser revisada ou reajustada, os seus resultados e a sua condição financeira poderão ser afetados adversamente.

O atual processo de alteração de certos aspectos da estrutura regulatória do setor de energia poderá impactar, de forma relevante e adversa, a Companhia.

Nos últimos anos, o Governo Federal adotou políticas que tiveram impacto de longo alcance no setor de energia brasileiro, em especial, no setor de energia elétrica. Outrora esse setor era dominado por companhias de energia cujo controle acionário era detido pelo Governo Federal e Governos Estaduais, que devido à característica de um mercado fechado possuíam o poder de fixação de preços do setor. O Governo Federal passou e a ANEEL adotaram políticas e regulamentos destinados a estimular a privatização das empresas do setor, estabelecer a fixação de preços de mercado, separar verticalmente companhias de geração, transmissão e distribuição que eram integradas, promover a concorrência no mercado atacadista de energia e viabilizar a concorrência nos mercados regionais e locais de distribuição, onde concessionárias, no passado, operavam em bases de exclusividade em seus mercados de concessão.

6.3. FATORES DE RISCO RELATIVOS À COMPANHIA

A Companhia pode não conseguir disponibilidade de financiamento para o programa de dispêndios para aquisição de imobilizado e para outros investimentos.

A Companhia planejou despendar aproximadamente R\$1,1 bilhão durante o período de 2004 a 2007 na construção de novas instalações de energia elétrica bem como no condicionamento e manutenção de usinas de energia e sistemas de transmissão e distribuição existentes. A capacidade da Companhia para levar a cabo esse programa de dispêndios para aquisição de imobilizado e outros investimentos, incluindo os diversos programas federais de iluminação como o Plano de Universalização de Energia, Luz no Campo e Reluz, depende de uma gama de fatores, inclusive, de sua capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos serviços prestados, acesso a mercados de capital domésticos e internacionais e uma gama de contingências operacionais e de outra natureza.

A Companhia poderá sofrer perdas decorrentes da liquidação de operações de derivativos.

Em 31 de março de 2004, a Companhia contava com instrumentos de derivativos associados à sua dívida de curto prazo no valor total aproximado de R\$121 milhões, correspondente a 87% da sua dívida em moeda estrangeira, também de curto prazo. A liquidação pela Companhia dessas operações de derivativos poderá resultar em prejuízos financeiros para a Companhia, uma vez que, segundo a legislação aplicável, os instrumentos de derivativos de moeda são apresentados a valores contábeis e não a valores de mercado. Para maiores informações, ver Item 7.1 da Seção VII “Situação Financeira - Discussão e Análise da Administração sobre as Demonstrações Financeiras” deste Prospecto.

A Companhia está sujeita a riscos relacionados a disputas judiciais e administrativas, as quais podem afetar de forma adversa os seus resultados.

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos no curso normal de seus negócios, cujos valores provisionados, em 31 de março de 2004, eram de aproximadamente R\$709,9 milhões. Resultados ou acordos desfavoráveis com relação a esses processos ou disputas judiciais poderão resultar em desembolsos de caixa relevantes para a Companhia, o que poderá afetar a sua condição financeira de forma negativa. Para maiores informações, ver Item 8.9 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Contingências Judiciais e Administrativas” deste Prospecto.

A condição financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser afetados adversamente caso os mecanismos para restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro não gerem tempestivamente um aumento do fluxo de caixa da Companhia.

O Contrato de Concessão especifica as tarifas que a Companhia pode cobrar e prevê: (i) reajuste periódico anual para compensar os efeitos da inflação e das variações de custos não gerenciáveis; (ii) revisão extraordinária para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão para compensar variações significativas de custos não gerenciáveis e de tributos, exceto tributos incidentes sobre a renda e; (iii) revisão tarifária periódica para adequação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em caso de ajustes que não os decorrentes de reajuste periódico anual, a Companhia deve confiar num mecanismo que não é objetivo, previsto no Contrato de Concessão, que é o chamado equilíbrio econômico-financeiro. Esse mecanismo permite que tanto a Companhia quanto o poder concedente possam buscar ajustes para acomodar as alterações imprevistas subseqüentes à assinatura do Contrato de Concessão, que afetariam os elementos econômicos acordados quando da outorga da concessão.

O procedimento para restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro pode ser demorado e, devido à subjetividade e a pressões políticas inerentes a esses processos, o seu resultado é incerto. Dessa forma, caso o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro não seja suficiente para recompor a tarifa de forma a absorver eventual aumento de custo, o fluxo de caixa, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser afetados adversamente.

A extinção do Contrato de Concessão pelo Poder Concedente poderia impedir a realização do valor integral de determinados ativos e causar a perda de lucros futuros sem uma contraprestação adequada.

A concessão está sujeita à extinção antecipada em determinadas circunstâncias. De acordo com o Contrato de Concessão da Companhia, a ANEEL poderá impor qualquer uma das penalidades a seguir descritas no caso desta deixar de cumprir qualquer disposição do Contrato de Concessão: (i) multas de até 2% da receita bruta anual, dependendo da gravidade do não cumprimento; (ii) suspensão temporária para participar de processos de licitações públicas para a obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações da ANEEL, assim como para realizar contrato com agências governamentais; (iii) intervenção administrativa; e (iv) revogação da concessão existente. Além disso, o contrato de concessão poderá ser rescindido pela encampação para fins de interesse público.

Ocorrendo a extinção da concessão, os ativos vinculados à concessão serão revertidos ao Poder Concedente. Apesar da Companhia ter o direito ao valor desses ativos que não for completamente amortizado ou depreciado de acordo com os termos dos contratos de concessão, em caso de rescisão, não se pode assegurar que esse valor seria suficiente para compensar a perda de lucro futuro. Para maiores informações, ver Item 8.3.10.1 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Atividades – Contratos Relevantes Operacionais – Contrato de Concessão” deste Prospecto.

As autorizações ambientais podem impactar na capacidade da Companhia de expandir suas atividades.

Os empreendimentos, efetiva ou potencialmente, poluidores somente poderão ser implementados ou ampliados posteriormente à obtenção da respectiva licença ambiental emitida pelo Poder Público. A legislação ambiental brasileira é explícita quanto à aplicabilidade do licenciamento às atividades da CERJ.

Havendo impactos ambientais significativos, o processo de licenciamento deverá ser instruído com Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e seu respectivo Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA), além de provisão quanto à respectiva compensação ambiental. O montante de investimentos concernentes à compensação é arbitrado pelo órgão ambiental, não devendo ser menor que 0,5% do valor total de implementação do empreendimento.

O cumprimento dessas exigências, seja pela complexidade na elaboração e análise do EIA, seja pela complexidade na elaboração e análise do EIA/RIMA, seja pelo montante envolvido na compensação ambiental, pode impactar o cronograma de instalação de novas instalações produtoras, transmissoras ou distribuidoras de energia elétrica.

A desobediência ao preceito de licenciamento é crime ambiental. Ademais, poderá acarretar sanções administrativas tais como multa de até R\$10.000.000,00 e/ou paralisação da atividade.

Independentemente da responsabilidade penal e administrativa, em havendo danos ao meio ambiente, estes deverão ser reparados, independentemente da existência de culpa, por aqueles direta ou indiretamente envolvidos no ato de degradação. Destaque-se que, devido ao fato da CERJ ainda não ter implementado um sistema de gestão ambiental, ela fica mais vulnerável aos impactos ambientais oriundos de suas atividades, o que poderá afetar negativamente os resultados da Companhia.

Os seguros que a Companhia mantém podem não prover a cobertura completa dos riscos a que está sujeita, ou podem não estar disponíveis a um custo razoável.

A ocorrência de perdas ou demais responsabilidades que não estejam cobertas por seguro ou que excedam os limites de seguro da Companhia poderão acarretar significativos custos adicionais não previstos, impactando negativamente os resultados da Companhia.

6.4. FATORES DE RISCO ASSOCIADOS ÀS DEBÊNTURES

A Companhia é uma concessionária e, portanto, nem todos os seus bens e ativos poderão ser objeto de execução para satisfazer as obrigações relativas às Debêntures.

Os bens vinculados à prestação de serviços públicos e vinculados à concessão detida pela Companhia (bens e instalações utilizados na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica), cujo valor residual em 31 de março de 2004 era de aproximadamente R\$1.606,9 milhões, correspondente a 38% do ativo total da Companhia, não podem ser utilizados para satisfazer as obrigações relativas às Debêntures, devendo ser revertidos ao Poder Concedente ao final do prazo da concessão. Assim, no caso de inadimplemento das obrigações relativas às Debêntures pela Companhia, nem todos os seus bens e ativos poderão ser objeto de execução para satisfação dessas obrigações. Esse aspecto é especialmente importante no caso das Debêntures que contam com garantia flutuante, pois mesmo que haja pagamento de indenização para os ativos não depreciados não há como garantir que esse pagamento será suficiente para o cumprimento das obrigações pecuniárias junto aos debenturistas.

As Debêntures contam com garantia adicional que pode não ser suficiente para cumprimento de todas as obrigações da Companhia com relação às Debêntures.

A Garantia Adicional das Debêntures inclui o penhor de todos os direitos contra o Banco HSBC Bank Brasil S.A. e o Lemon Bank Banco Múltiplo S.A. e bens em posse dessas instituições, conforme contratos de arrecadação celebrados com essas instituições (“Produto da Arrecadação”). Esse Produto da Arrecadação já está empenhado em favor do Citibank e do Banco Citibank N.A. (“Penhor Constituído em favor do Citibank”), conforme “Contrato de Penhor”, de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos, para garantir as obrigações decorrentes dos seguintes contratos: (a) “Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior”, de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos; (b) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de janeiro de 2004, e respectivos aditamentos; e (c) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de fevereiro de 2004, e respectivos aditamentos (“Obrigações Garantidas do Citibank”). Caso, por qualquer motivo, a Emissora deixe de cumprir todas as Obrigações Garantidas do Citibank, o Penhor Constituído em favor do Citibank não será extinto, permanecendo o penhor que garante as Debêntures como um penhor de segundo grau, o que poderá acarretar na insuficiência de recursos para o pagamento dos debenturistas em caso da excussão do penhor, tendo em vista que somente receberão os valores devidos após o pagamento integral das Obrigações Garantidas do Citibank.

O penhor que garante as obrigações da Companhia perante os debenturistas é constituído a cada mês, em valor equivalente a 125% da maior parcela vincenda, conforme a Companhia preste serviços de fornecimento de energia elétrica e esses créditos contra os seus clientes sejam pagos junto a determinados agentes arrecadadores e/ou cobradores. Caso, por qualquer motivo, a Companhia no futuro diminua ou deixe de fornecer energia elétrica a seus clientes, a garantia real em favor dos debenturistas será afetada adversamente, podendo inclusive deixar de existir. Ainda, o penhor pode ser afetado de forma negativa, caso (i) os clientes da Companhia deixem efetuar o pagamento junto a esses determinados agentes arrecadadores e/ou cobradores; (ii) esses agentes

arrecadadores e/ou cobradores deixem de prestar serviços de arrecadação ou cobrança para a Emissora, por qualquer motivo e esses agentes arrecadadores e/ou cobradores não sejam substituídos em tempestivamente pela Emissora. Se qualquer dessas hipóteses vierem a ocorrer, a Companhia pode não ter arrecadação/cobrança suficiente para constituir o penhor mensalmente, de forma a manter um fluxo de 125% da maior parcela mensal a vencer relativa ao pagamento da amortização e da Remuneração das Debêntures.

A Companhia outorgou procuração em geral para que a Brasiletros instrua todos os seus agentes arrecadadores para cumprimento das obrigações previstas em contratos de consolidação de dívida com esse fundo de pensão, o que poderá também afetar o penhor de forma adversa, haja vista que a Brasiletros pode obter alguma decisão judicial que invalide o penhor constituído em favor dos Debenturistas. Para maiores informações sobre a garantia adicional, ver Contrato de Penhor constante do Anexo 1 da Escritura de Emissão, a qual está no Anexo VII deste Prospecto.

As obrigações da Emissora, constantes da Escritura de Emissão, estão sujeitas a hipóteses de vencimento antecipado.

A Escritura de Emissão estabelece diversas hipóteses que ensejam o vencimento antecipado das obrigações da Emissora com relação à 2ª Emissão, tais como pedido de concordata ou falência pela Emissora, não cumprimento de obrigações previstas na Escritura de Emissão, redução da participação de certos acionistas no capital social da Emissora. Não há garantias de que a Emissora disporá de recursos suficientes em caixa para fazer face ao pagamento das Debêntures na hipótese de ocorrência de eventual vencimento antecipado de suas obrigações, o que poderá acarretar em um impacto negativo relevante aos debenturistas (para maiores informações, ver a Escritura de Emissão constante do Anexo VIII deste Prospecto).

Ademais, o vencimento antecipado das Debêntures pode (i) ser declarado em caso de descumprimento ou vencimento antecipado de outras obrigações da Companhia ou (ii) dar causa a vencimento antecipado de outros contratos de financiamento celebrados pela Companhia, o que resultaria em pagamentos concomitantes pela Companhia. Nesta hipótese, a Companhia provavelmente não terá recursos suficientes para pagar todas as suas dívidas vencidas antecipadamente.

Baixa liquidez do mercado secundário brasileiro de debêntures.

O mercado secundário de títulos privados existente no Brasil apresenta historicamente baixa liquidez. Não há nenhuma garantia de que existirá no futuro um mercado ativo e líquido para negociação das Debêntures que permita aos subscritores sua pronta alienação caso estes decidam pelo desinvestimento.

Classificação de Risco da 2ª Emissão de Debêntures.

A presente emissão não terá classificação de risco, desta forma, as avaliações que representam uma opinião de agência classificadora de risco quanto às condições da Emissora de honrar seus compromissos financeiros, tais como pagamento do principal e juros dentro do prazo estipulado e, as conseqüências de um eventual inadimplemento não serão feitas. Neste sentido, a liquidez desses títulos para negociação no mercado secundário serão mais restritos, pois, determinados investidores estão sujeitos a regulamentações específicas, particularmente a Resolução nº 3121 de 25 de setembro de 2003, do Conselho Monetário Nacional, que estabelece níveis mínimos de classificação de risco para que as entidades fechadas de previdência complementar possam manter seus investimentos em determinados títulos, o que poderá prejudicar os investidores quando da alienação das Debêntures.

Regime de Colocação das Debêntures.

O regime de colocação das Debêntures estabelecido no Contrato de Distribuição prevê a colocação de R\$ 294 milhões, sendo R\$272,4 milhões em regime de garantia firme por parte dos Coordenadores e R\$21,6 milhões em regime de melhores esforços, desta forma, nenhuma garantia pode ser dada de que a totalidade das Debêntures será efetivamente colocada e, conseqüentemente, de que o volume total de emissão será efetivamente captado. Assim, a destinação de recursos pretendida pela Emissora com a colocação das Debêntures poderá não ser totalmente atingida, o que obrigará a Emissora a buscar os recursos faltantes por meio de outras formas de financiamento.

Validade da Estipulação da Taxa DI, divulgada pela CETIP.

A Súmula nº 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 CETIP. Apesar da referida súmula não vincular as decisões do poder judiciário, existe a possibilidade de, numa eventual disputa judicial, a validade da estipulação da Taxa DI ser questionada.

Todas as declarações e estimativas que se referem a eventos futuros podem não vir a se concretizar, o que poderá ocasionar resultados substancialmente diferentes daqueles esperados pela Companhia.

Este Prospecto contém declarações, estimativas, intenções e pretensões quanto a eventos futuros que podem se modificar, fazendo com que os resultados reais possam vir a ser substancialmente diferentes daqueles contidos em tais declarações e estimativas e com que as intenções e pretensões possam vir a não se materializar. Os riscos e incertezas que afetam as declarações e estimativas incluem, entre outras coisas:

- conjuntura econômica e política do Brasil;
- conjuntura econômica e política do Estado do Rio de Janeiro;
- nível de endividamento da Companhia;
- inflação e desvalorização cambial;
- regulamentação governamental existente e futura; e
- outros fatores de risco apresentados nesta Seção “Fatores de Risco” deste Prospecto.

Os verbos “estimar”, “acreditar”, “prever”, “pretender”, “esperar”, bem como expressões similares ou derivadas desses verbos, quando utilizadas neste Prospecto servem para identificar tempo futuro e perspectivas da Companhia que podem não se concretizar.

VII - SITUAÇÃO FINANCEIRA

7.1. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

7.1.1. Considerações Gerais

As informações financeiras apresentadas abaixo foram elaboradas em conformidade com as Práticas Contábeis Brasileiras, disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com as normas específicas emanadas pela ANEEL e instruções da CVM, bem como, pelos boletins técnicos preparados pelo Instituto Brasileiro de Contadores – IBRACON.

As informações financeiras selecionadas da Companhia, apresentadas a seguir (em bases não consolidadas e consolidadas), referem-se aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, de 2002 e de 2003, e aos trimestres encerrados em 31 de março de 2003 e 2004.

A Companhia é controladora de duas investidas: CERJ Overseas e Investluz. As participações no capital total da controlada integral CERJ Overseas e da controlada em conjunto Investluz em 31 de dezembro de 2003 são de 100% e 36,43%, respectivamente. Para maiores informações sobre essas investidas ver item 8.2.5 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Histórico” deste Prospecto.

As informações financeiras selecionadas referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2002 e 2003 incluídas neste Prospecto foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia, auditadas, em 2001, pela Arthur Andersen S.C. e, em 2002 e 2003, pela Deloitte Touche Tohmatsu. As informações financeiras da Companhia para os períodos encerrados em 31 de março de 2003 e 2004 foram revisadas pela Deloitte Touche Tohmatsu.

7.1.2. Demonstrações de Resultado

7.1.2.1 Demonstrações de Resultado em base Não Consolidada

(R\$ mil)	Exercício findo em 31 de dezembro de			Período findo em 31 de março de	
(R\$ mil)	2001	2002	2003	2003	2004
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	1.715.573	1.799.698	2.271.566	599.368	690.704
Deduções da Receita Bruta	(323.506)	(498.320)	(733.220)	(203.541)	(226.020)
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	1.392.067	1.301.378	1.538.346	395.827	464.684
Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(641.259)	(659.316)	(935.110)	(228.159)	(255.405)
Resultado Bruto	750.808	642.062	603.236	167.668	209.279
Receitas (Despesas) Operacionais	(850.787)	(1.061.393)	(807.064)	(170.025)	(208.803)
Gerais e Administrativas	(590.989)	(603.260)	(619.210)	(120.046)	(141.714)
Financeiras	(223.483)	(360.651)	(266.210)	(60.286)	(69.185)
Receitas Financeiras	19.661	377.678	218.358	165.494	49.494
Despesas Financeiras	(243.144)	(738.329)	(484.568)	(225.780)	(118.679)
Resultado da Equivalência Patrimonial	(66.315)	(97.482)	78.356	10.307	2.096
Resultado Operacional	(99.979)	(419.331)	(203.828)	(2.357)	476
Resultado Não Operacional	(4.282)	1.613	14.974	1.310	(2.491)
Receitas	7.824	2.814	24.270	4.974	590
Despesas	(12.106)	(1.201)	(9.296)	(3.664)	(3.081)
Resultado antes Tributação / Participações	(104.261)	(417.718)	(188.854)	(1.047)	(2.015)
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	(56.003)	-	-	-	(4.478)
IR Diferido	112.074	31.701	113.478	6.939	3.124
Lucro / Prejuízo Líquido do Exercício	(48.190)	(386.017)	(75.376)	5.892	(3.369)

7.1.2.2 Demonstrações de Resultado em base Consolidada

(R\$ mil)	Exercício findo em 31 de dezembro de		
(R\$ mil)	2001	2002	2003
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	2.137.277	2.249.275	2.793.668
Deduções da Receita Bruta	(417.514)	(614.220)	(880.219)
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	1.719.763	1.635.955	1.913.449
Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(782.096)	(793.955)	(1.107.429)
Resultado Bruto	937.667	841.100	806.020
Receitas (Despesas) Operacionais	(1.016.768)	(1.243.218)	(993.981)
Gerais e Administrativas	(693.277)	(760.597)	(774.154)
Financeiras	(323.491)	(482.621)	(219.827)
Receitas Financeiras	32.443	393.973	291.529
Despesas Financeiras	(355.934)	(876.594)	(511.356)
Resultado Operacional	(79.101)	(402.118)	(187.961)
Resultado Não Operacional	(8.177)	(1.566)	14.975
Receitas	8.599	3.483	26.190
Despesas	(16.776)	(5.049)	(11.215)
Resultado antes Tributação / Participações	(87.278)	(403.684)	(172.986)
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	(65.129)	(183)	(12.786)
IR Diferido	112.154	23.973	118.151
Participações / Contribuições Estatutárias	(1.043)	(1.438)	(1.675)
Reversão dos Juros Sobre Capital Próprio	10.650	8.492	8.381
Participações Minoritárias	(18.278)	(13.177)	(14.461)
Lucro / Prejuízo Líquido do Exercício	(48.924)	(386.017)	(75.376)

7.1.3. Balanço

7.1.3.1 Balanço em base Não Consolidada

	Em 31 de dezembro de			Em 31 de março de	
	2001	2002	2003	2003	2004
	Valores em milhares de Reais				
Dados de Balanço: Método da legislação societária brasileira					
ATIVO	3.387.782	4.113.867	4.128.018	4.112.508	4.224.425
Circulante	491.610	819.561	731.874	874.544	843.689
Disponibilidades	24.747	45.255	19.163	63.152	32.819
Créditos	459.929	766.918	708.984	772.263	807.120
Estoques	922	5.965	1.328	4.677	1.408
Outros	5.562	1.423	2.399	34.452	2.342
Realizável a Longo Prazo	1.225.894	1.624.645	1.651.429	1.572.483	1.590.189
Créditos Diversos	649.823	848.743	957.112	333.778	906.843
Créditos com Pessoas Ligadas	569.810	769.389	687.802	721.365	670.949
Outros	6.261	6.513	6.515	517.340	12.397
Permanente	1.670.728	1.669.661	1.744.715	1.665.481	1.790.547
Investimentos	364.404	321.890	339.364	322.480	337.128
Imobilizado	1.289.566	1.347.771	1.405.351	1.343.001	1.453.419
Diferido	16.558	-	-	-	-
PASSIVO	3.387.782	4.113.867	4.128.018	4.112.508	4.224.425
Circulante	1.025.607	876.635	1.051.994	979.767	1.167.271
Empréstimos e Financiamentos	279.436	385.924	285.460	328.972	330.713
Debêntures	5378	-	-	-	-
Fornecedores	229.906	169.399	254.274	290.723	277.103
Impostos, taxas e contribuições	43.808	102.242	86.575	96.236	108.354
Dívidas com Pessoas Ligadas	186.483	1.958	191.110	17.439	198.781
Outros	280.596	217.112	234.575	246.577	252.320
Exigível a Longo Prazo	2.175.243	2.803.798	2.723.554	2.688.230	1.998.053
Empréstimos e Financiamentos	37.218	255.851	195.275	264.425	201.901
Debêntures	262.520	-	-	-	-
Provisão para contingências	261.278	446.969	687.136	460.510	709.914
Dívidas com Pessoas Ligadas	989.872	1.449.369	1.307.335	1.410.027	604.969
Outros	624.355	651.609	533.808	553.268	481.269
Resultados de Exercícios Futuros	-	-	-	5.187	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	186.932	433.434	352.470	439.324	1.059.101
Capital social realizado	284.587	915.424	915.424	915.424	1.625.424
Reserva de capital	21.570	23.252	23.254	23.252	23.254
Reserva de reavaliação	127.861	104.639	90.984	102.450	89.294
Lucros/Prejuízos acumulados	(246.906)	(609.881)	(677.192)	(601.802)	(678.871)

7.1.3.2 Balanço em base Consolidada

	Em 31 de dezembro de		
	2001	2002	2003
	Valores em milhares de Reais		
Dados de Balanço: Método da legislação societária brasileira			
ATIVO	3.383.733	3.984.727	4.039.439
Circulante	623.543	1.084.909	952.730
Disponibilidades	35.917	104.246	68.063
Créditos	583.319	971.709	879.837
Estoques	2.142	6.779	1.725
Outros	2.165	2.175	3.105
Realizável a Longo Prazo	762.427	996.727	1.133.545
Créditos Diversos	744.108	973.451	1.092.659
Créditos com Pessoas Ligadas	-	227	33.946
Outros	18.319	23.049	6.940
Permanente	1.997.763	1.903.091	1.953.164
Investimentos	141.869	1.107	1.172
Imobilizado	1.825.131	1.896.333	1.948.503
Diferido	30.763	5.651	3.489
PASSIVO	3.383.733	3.984.727	4.039.439
Circulante	1.752.039	1.150.784	1.279.082
Empréstimos e Financiamentos	1.065.514	559.513	367.530
Debêntures	5.378	-	-
Fornecedores	263.995	192.454	289.386
Impostos, taxas e contribuições	58.482	116.656	107.127
Dividendos a pagar	5.873	4.055	2.600
Dívidas com Pessoas Ligadas	299-	85.084-	238.352
Outros	352.498	274.650	274.267
Exigível a Longo Prazo	1.395.164	2.348.390	2.331.347
Empréstimos e Financiamentos	325.266	445.530	354.630
Debêntures	262.520	-	-
Provisão para contingências	218.318	476.357	718.488
Dívidas com Pessoas Ligadas	-	925.864	804.446
Outros	529.060	500.639	453.783
Participações Minoritárias	49.598	52.119	55.503
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	186.932	433.434	352.470
Capital social realizado	284.587	915.424	915.424
Reserva de capital	21.570	23.254	23.254
Reserva de reavaliação	127.681	104.639	90.984
Lucros/Prejuízos acumulados	(246.906)	(609.883)	(677.192)

7.2. DISCUSSÃO E ANÁLISE DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

A presente análise deve ser lida juntamente com as demonstrações financeiras da Emissora, que fazem parte integrante do presente Prospecto.

7.2.1. Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001 e exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002 (Bases Não Consolidadas)

Demonstrações de Resultado Auditadas, para os Exercícios Encerrados em 31 de dezembro de 2003, de 2002 e de 2001 (Bases Não Consolidadas)

R\$ Mil	2003	2002	2001	% ROL 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Receita Operacional Bruta	2.271.566	1.799.698	1.715.573	147,66%	26,22%	4,90%
Deduções da Receita Bruta	(733.220)	(498.320)	(323.506)	-47,66%	47,14%	54,04%
Receita Operacional Líquida	1.538.346	1.301.378	1.392.067	100,00%	18,21%	-6,51%
Despesas Operacionais	(1.554.320)	(1.262.576)	(1.202.248)	-101,04%	23,11%	5,02%
Pessoal	(87.306)	(79.897)	(71.550)	-5,68%	9,27%	11,67%
Material	(1.362)	(1.599)	(4.598)	-0,09%	-14,82%	-65,22%
Serviços de Terceiros	(120.807)	(112.424)	(96.041)	-7,85%	7,46%	17,06%
Energia Comprada Revenda	(935.110)	(659.316)	(641.259)	-60,79%	41,83%	2,82%
Depreciação e Amortização	(110.684)	(109.607)	(98.277)	-7,20%	0,98%	11,53%
Provisões Operacionais	(218.877)	(203.773)	(195.436)	-14,23%	7,41%	4,27%
Conta Consumo Combust.	(48.588)	(67.675)	(61.747)	-3,16%	-28,20%	9,60%
Outras Rec./Desp. Operac.	(31.586)	(28.285)	(33.340)	-2,05%	11,67%	-15,16%
Resultado da Atividade	(15.974)	38.802	189.819	-1,04%	-141,17%	-79,56%
Resultado Financeiro	(266.210)	(360.651)	(223.483)	-17,30%	-26,19%	61,38%
Receitas Financeiras	218.358	377.678	19.661	14,19%	-42,18%	1820,95%
Despesas Financeiras	(484.568)	(738.329)	(243.144)	-31,50%	-34,37%	203,66%
Res. de Equiv. Patrimonial	78.356	(97.482)	(66.315)	5,09%	-180,38%	47,00%
Resultado Operacional	(203.828)	(419.331)	(99.979)	-13,25%	-51,39%	319,42%
Resultado Não Operacional	14.974	1.613	(4.282)	0,97%	828,33%	-137,67%
Resultado Antes IR e CS	(188.854)	(417.718)	(104.261)	-12,28%	-54,79%	300,65%
Provisão p/ IR e CS	113.478	31.701	56.071	7,38%	257,96%	-43,46%
Prejuízo Líquido	(75.376)	(386.017)	(48.190)	-4,90%	-80,47%	701,03%

(*) As colunas podem, eventualmente, não totalizar valores exatos devido aos efeitos de arredondamento.

Composição da Receita Operacional dos Exercícios Encerrados em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001 (Bases Não Consolidadas)

As tabelas a seguir apresentam a composição da receita operacional da Companhia (em R\$ mil e MWh), bem como, a evolução das tarifas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, 2002 e 2003:

R\$ Mil	2003	2002	2001	Partic. 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Fornecimento	2.235.998	1.630.047	1.417.744	98,43%	37,17%	14,97%
Residencial	1.039.962	805.243	757.146	45,78%	29,15%	6,35%
Industrial	375.424	285.258	220.757	16,53%	31,61%	29,22%
Comércio, Serv. e Outros	591.422	376.541	302.925	26,04%	57,07%	24,30%
Rural	38.236	27.711	22.922	1,68%	37,98%	20,89%
Setor Público	190.954	135.294	113.994	8,41%	41,14%	18,69%
Poder Público	79.601	52.162	46.870	3,50%	52,60%	11,29%
Iluminação Pública	55.453	42.381	35.044	2,44%	30,84%	20,94%
Serviço Público	55.900	40.751	32.080	2,46%	37,17%	27,03%
Suprimento	33.221	72.196	74.060	1,46%	-53,98%	-2,52%
Não Faturado, Líquido	21.178	22.964	1.404	0,93%	-7,78%	n.c.
Baixa Renda	46.579	13.761	-	2,05%	238,49%	n.a.
Ativo Regulatório	(90.612)	41.106	203.639	-3,99%	-320,43%	-79,81%
Outras Receitas	25.202	19.624	18.726	1,11%	28,42%	4,80%
Receita Operacional Bruta	2.271.566	1.799.698	1.715.573	100,00%	26,22%	4,90%
Deduções	(733.220)	(498.320)	(323.506)	-32,28%	47,14%	54,04%
Tributos sobre a Receita	(653.396)	(447.489)	(312.941)	-28,76%	46,01%	42,99%
ECE	(54.607)	(30.594)	-	-2,40%	78,49%	n.a.
Reserva Global de Reversão	(25.217)	(20.237)	(10.565)	-1,11%	24,61%	91,55%
Receita Operacional Líquida	1.538.346	1.301.378	1.392.067	67,72%	18,21%	-6,51%

Por MWh	2003	2002	2001	Partic. 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Residencial	2.876.271	2.745.138	2.817.916	40,42%	4,78%	-2,58%
Industrial	1.759.989	1.729.425	1.641.230	24,73%	1,77%	5,37%
Comércio, Serviços e Outros	1.398.529	1.364.089	1.305.987	19,65%	2,52%	4,45%
Rural	209.388	198.080	189.172	2,94%	5,71%	4,71%
Setor Público	872.291	799.203	727.728	12,26%	9,15%	9,82%
Poder Público	369.346	317.715	232.523	5,19%	16,25%	36,64%
Iluminação Pública	238.675	224.049	257.699	3,35%	6,53%	-13,06%
Serviço Público	264.270	257.439	237.506	3,71%	2,65%	8,39%
Total Fornecimento	7.116.468	6.835.935	6.682.033	100,00%	4,10%	2,30%

Em R\$/MWh Brutos	2003	2002	2001	% Tarifa Média 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Residencial	361,57	293,33	268,69	115%	23,26%	9,17%
Industrial	213,31	164,94	134,51	68%	29,32%	22,63%
Comércio, Serviços e Outros	422,89	276,04	231,95	135%	53,20%	19,01%
Rural	182,61	139,90	121,17	58%	30,53%	15,46%
Setor Público	218,91	169,29	156,64	70%	29,31%	8,07%
Poder Público	215,52	164,18	201,57	69%	31,27%	-18,55%
Iluminação Pública	232,34	189,16	135,99	74%	22,83%	39,10%
Serviço Público	211,53	158,29	135,07	67%	33,63%	17,19%
Tarifa Média Geral	314,20	238,45	212,17	100%	31,77%	12,39%

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou uma redução de 6,51% no exercício de 2002 em comparação com o exercício de 2001, passando de R\$1.392.067 mil em 2001 para R\$1.301.378 mil em 2002 (diferença a menor de R\$90.689 mil).

As principais razões que contribuíram para esta redução foram: (a) contabilização não recorrente da constituição do Ativo Regulatório em 2001 no montante de R\$203.639 mil e em 2002 no montante de R\$41.106 mil (diferença a menor de R\$162.533 mil); e (b) elevação percentual das Deduções da Receita Operacional Bruta, de 18,86% em 2001 para 27,69% em 2002, destacando-se a incidência da Cofins e do Encargo de Capacidade Emergencial que não existiam em 2001.

Todavia, em termos de Receita Operacional Bruta, se considerássemos a subtração, tão e somente do Ativo Regulatório, a variação entre 2001 e 2002 seria positiva em 16,31% (R\$1.511.934 mil em 2001 contra R\$1.758.592 mil em 2002).

Entretanto, a queda de Receita Operacional Líquida em função do Ativo Regulatório e do maior impacto de deduções de receita, foi parcialmente compensada entre 2001 e 2002 com: (a) elevação das vendas de energia de fornecimento em 2,30% de 6.682.033 MWh em 2001 para 6.835.935 MWh em 2002, motivada principalmente pelas classes industrial, comercial e do setor público; e (b) elevação da tarifa média bruta das vendas de energia em 12,39%, propiciada basicamente pelo reajuste tarifário de 18,63% concedido em dezembro de 2001.

No exercício de 2003, em comparação com o exercício de 2002, a Receita Operacional Líquida apresentou um aumento de 18,21%, passando de R\$1.301.378 mil em 2002 para R\$1.538.346 mil em 2003 (incremento de R\$ 236.968 mil).

Dentre as principais razões que contribuíram para este acréscimo destacam-se: (a) elevação das vendas de energia em 4,10% de 6.835.935 MWh em 2002 para 7.116.468 MWh em 2003, impulsionadas basicamente pelas classes residencial e do setor público; e (b) elevação da tarifa média bruta das vendas de energia em 31,77%, propiciada basicamente pelo reajuste tarifário de 28,56% concedido em dezembro de 2002.

De impacto negativo que impediu um maior crescimento da Receita Operacional Líquida, citamos: (a) diminuição da receita com Suprimento (diferença a menor de R\$38.975 mil) em função dos menores preços do MAE em 2003 e da desconstrução parcial do Contrato Inicial com a CENF; (b) realização do Ativo Regulatório de R\$90.612 mil em 2003, contra a constituição positiva de R\$41.106 mil em 2002 (diferença a menor entre os exercícios de R\$ 131.718 mil); e (c) elevação percentual das Deduções da Receita Operacional Bruta, de 27,69% em 2002 para 32,28% em 2003.

Novamente, em termos de Receita Operacional Bruta, se considerássemos a subtração, tão e somente do Ativo Regulatório, a variação entre 2002 e 2003 seria positiva em 34,32% (R\$1.758.592 mil em 2002 contra R\$2.362.178 mil em 2003).

Destaca-se que a rubrica Receita Operacional Bruta não considera o faturamento efetivamente realizado com a Recomposição Tarifária Extraordinária decorrente do Acordo Geral do Setor Elétrico do racionamento, onde as tarifas da classe residencial (exceto baixa renda), rural e iluminação pública foram elevadas em 2,9% e das demais classes em até 7,9% a partir de janeiro de 2002. O faturamento efetivamente realizado com a Recomposição Tarifária Extraordinária foi de R\$51.440 mil em 2002 e de R\$90.609 mil em 2003.

Despesas Operacionais

A Companhia apresentou Despesas Operacionais de R\$1.262.576 mil no exercício de 2002, correspondente a uma elevação de 5,02% sobre as Despesas Operacionais de R\$1.202.248 mil do exercício de 2001 (incremento de R\$ 60.328 mil).

Dentre os principais itens da estrutura de Despesas Operacionais que apresentaram as maiores variações entre 2001 e 2002, citamos: (a) Energia Comprada para Revenda com elevação de 2,82% (aumento de R\$18.057 mil equivalentes a 29,93% do incremento de Despesas Operacionais entre 2001 e 2002), passando-se de R\$641.259 mil em 2001 para R\$659.316 mil em 2002; e (b) Serviços de Terceiros com aumento de 17,06% (aumento de R\$16.383 mil entre 2001 e 2002), passando-se de R\$96.041 mil em 2001 para R\$112.424 mil em 2002.

Destaca-se que a pequena variação percentual das despesas com Energia Comprada para Revenda, entre os exercícios de 2001 e 2002, foi minimizada em função de que em 2001 houve a contabilização das despesas relativas ao racionamento (energia livre e complementação dos Contratos Iniciais com Furnas reduzidos de 2,34%) no montante de R\$113.159 mil.

Dessa forma, se desconsiderarmos apenas estas despesas relativas ao racionamento de 2001, a CERJ apresentaria uma variação de 24,85% (R\$528.100 mil em 2001 e R\$659.316 mil em 2002) em suas despesas com Energia Comprada para Revenda, incorrida basicamente pelo reajuste da tarifa de suprimento de Furnas em 18,66% em dezembro de 2001 e pelo aumento da tarifa de potência contratada de ITAIPU que é indexada ao dólar americano (o real foi desvalorizado em 34,33% entre 2001 e 2002).

Na comparação entre os exercícios de 2003 e 2002, as Despesas Operacionais apresentaram um aumento de 23,11%, totalizando R\$1.554.320 mil em 2003 contra R\$1.262.576 mil em 2002 (elevação de R\$291.744 mil).

O maior impacto foi decorrente da Energia Comprada para Revenda que, em 2003, aumentou em 41,83% quando comparada com 2002, o que totalizou somente nesta rubrica o montante de R\$275.794 mil de aumento (correspondente a 94,53% do total do aumento das Despesas Operacionais).

Essa elevação da despesa com Energia Comprada para Revenda deveu-se basicamente pela substituição parcial dos Contratos Iniciais pelos Contratos Bilaterais (CIEN e Enertrade), que possuem tarifas mais altas e, pelo reajuste de 29,96% em dezembro de 2002 da tarifa de suprimento junto à Furnas do montante remanescente de Contrato Inicial.

Além do aumento da despesa com Energia Comprada para Revenda, a CERJ apresentou uma maior variação com a despesa de Provisões Operacionais, em função da consideração de um maior volume de contingências trabalhistas e fiscais.

Ressalta-se que a Despesa de Pessoal teve uma variação de 11,67% entre 2001 e 2002 e de 9,27% entre 2002 e 2003, motivada basicamente pelos reajustes salariais de 7,32%, 9,58% e 16,63%, respectivamente em outubro de 2001, 2002 e 2003.

Resultado da Atividade

O Resultado da Atividade do exercício de 2001 de R\$189.819 mil (margem sobre a Receita Operacional Líquida de 13,64%) foi decrescido no exercício de 2002 para R\$38.802 mil (margem de 2,98% ou diferença a menor de R\$151.017 mil) em função, principalmente, de: (a) menor contabilização da receita referente às perdas do racionamento e elevação das Deduções, o que fez a Receita Operacional Líquida diminuir de R\$1.392.067 mil em 2001 para R\$1.301.378 mil em 2002; e (b) aumento das Despesas Operacionais de R\$1.202.248 mil em 2001 para R\$1.262.576 mil em 2002, em função basicamente do incremento com despesa de Energia Comprada para Revenda.

Na comparação do Resultado da Atividade entre os exercícios de 2002 e 2003, o Resultado da Atividade de R\$ 38.802 mil (margem sobre a Receita Operacional Líquida de 2,98%) em 2002 diminuiu R\$(15.974) mil (margem negativa de 1,04% ou diferença a menor de R\$54.776 mil) em função, principalmente, de: (a) aumento das Despesas Operacionais de 23,11%, totalizando R\$1.554.320 mil em 2003 contra R\$1.262.576 mil em 2002 (elevação de R\$291.744 mil), ocorridas principalmente pela substituição parcial dos Contratos Iniciais pelos Contratos Bilaterais e pelo reajuste da tarifa de suprimento junto à Furnas; e (b) incremento da Receita Operacional Líquida que apresentou um aumento de 18,21%, passando de R\$1.301.378 mil em 2002 para R\$1.538.346 mil em 2003 (incremento de R\$236.968 mil), o que minimizou a elevação das Despesas Operacionais.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro foi especialmente afetado no exercício de 2002, com um aumento do Resultado Financeiro Negativo de 61,38% sobre o exercício de 2001, de R\$(223.483) mil em 2001 para R\$(360.651) mil em 2002 (estoque de dívida líquida de R\$930.045 mil em 31 de dezembro de 2000 e R\$1.255.171 mil em 31 de dezembro de 2001).

A principal razão foi a desvalorização do real frente ao dólar americano no ano de 2002, da ordem de 34,33%, apesar da política de cobertura cambial de parte dos empréstimos em moeda estrangeira adotada pela CERJ (estoque de dívida bruta em moeda estrangeira de US\$514.090 mil ou R\$1.005.251 em 31 de dezembro de 2000 e US\$572.634 mil ou R\$1.328.741 em 31 de dezembro de 2001).

No exercício de 2003, apesar do comportamento do dólar norte-americano perante o real ter sido oposto ao do ano anterior, a CERJ não pôde se beneficiar integralmente da valorização de 22,29% do Real (estoque de dívida bruta em moeda estrangeira de US\$498.019 mil ou R\$1.759.652 em 31 de dezembro de 2002). Isto se deveu ao fato de que parte da dívida em moeda estrangeira da CERJ, ao longo de 2003, ter tido proteção por operações de swap US\$ x CDI.

Ainda assim, o Resultado Financeiro de 2003 apresentou uma recuperação de 26,19% em relação ao ano de 2002, auxiliado também pela capitalização de empréstimos de mútuos no montante de R\$630.837 mil em dezembro de 2002, o que determinou um Resultado Financeiro superior de R\$94.441 mil, de R\$(360.651) mil em 2002 para R\$(266.210) mil em 2003 (estoque de dívida líquida de R\$1.255.171 em 31 de dezembro de 2001 e R\$1.160.696 em 31 de dezembro de 2002).

Resultado de Equivalência Patrimonial

O Resultado de Equivalência Patrimonial da CERJ é composto pelas participações de 100,00% no capital total da CERJ Overseas e por 36,43% no capital total da Investluz, que por sua vez detém uma participação de 56,59% no capital total da COELCE.

Resultado por Equivalência Patrimonial – R\$ Mil	2003	2002	2001	Partic. 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Resultado Líquido da Investida						
CERJ Overseas	60.882	(69.420)	(72.876)		-187,70%	-4,74%
Investluz	45.186	(77.029)	15.998		-158,66%	-581,49%
COELCE	91.440	115.581	83.342		-20,89%	38,68%
Resultado por Equiv. Patrimonial	78.356	(97.482)	(66.315)	100,00%	-180,38%	47,00%
CERJ Overseas (100,00%)	60.882	(69.420)	(72.876)	77,70%	-187,70%	-4,74%
Investluz (36,43%)	17.474	(28.062)	6.561	22,30%	-162,27%	-527,70%
COELCE	(apropriado na Investluz)					

Na comparação do Resultado de Equivalência Patrimonial entre os exercícios de 2001 e 2002, o principal componente do menor resultado de R\$(66.315) mil em 2001 para R\$(97.482) mil em 2002, ocorreu basicamente pela piora do Resultado Líquido apurado pela Investluz, que apurou um Prejuízo Líquido de R\$(77.029) mil em 2002, revertendo o Lucro Líquido de R\$15.998 mil apurado em 2001.

Em relação à evolução do Resultado de Equivalência Patrimonial entre os exercícios de 2002 e 2003, o principal componente da reversão do resultado negativo de 2002 para positivo em 2003, foi a melhora do Resultado Líquido apurado pela CERJ Overseas, que apurou um Lucro Líquido de R\$60.882 mil em 2003, revertendo o Prejuízo Líquido de R\$69.420 mil apurado em 2002.

Resultado Operacional

Com a combinação do menor Resultado da Atividade no exercício de 2002 em relação ao exercício de 2001 (diferença a menor de R\$151.017 mil), impacto da desvalorização cambial e elevação dos juros sobre o estoque de dívida da Companhia (diferença a menor do Resultado Financeiro em R\$137.168 mil) e impacto do Resultado de Equivalência Patrimonial (diferença a menor de R\$31.167 mil), o Resultado Operacional de 2001 reduziu-se de R\$(99.979) mil para R\$(419.331) mil em 2002.

Na comparação entre os exercícios de 2003 e 2002, apesar do menor Resultado da Atividade obtido em 2003 de R\$(15.974) mil, contra os R\$38.802 mil de 2002, o Resultado Operacional da CERJ teve uma grande melhora em função da diminuição do Resultado Financeiro negativo (diferença a maior do Resultado Financeiro em R\$94.441 mil) e do Resultado de Equivalência Patrimonial positivo de 2003 em R\$78.356 mil, contra R\$(97.482) mil de 2002 (diferença a maior em R\$175.838 mil).

Dessa forma, o Resultado Operacional de R\$(203.828) mil em 2003 da CERJ, foi superior em R\$215.503 mil em relação ao Resultado Operacional de R\$(419.331) mil de 2002.

Resultado Não Operacional

Imaterial nos exercícios de 2001 e 2002, o Resultado Não Operacional de 2003 alcançou R\$14.974 mil, em função basicamente da reclassificação de provisões para contingências de âmbito fiscal.

Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro

Em virtude dos resultados positivos que a Companhia vislumbra em sua planificação estratégica para os próximos exercícios sociais, a Emissora decidiu diferir os efeitos tributários de seus prejuízos fiscais acumulados. Isto significou um efeito positivo final no resultado de R\$56.071 mil, R\$31.701 mil e R\$113.478 mil em 2001, 2002 e 2003 respectivamente, cujas contrapartidas encontram-se no Ativo Realizável a Longo Prazo e que se realizarão na medida em que a Companhia apresente lucro tributável.

Resultado Líquido

Consequência do menor Resultado Operacional obtido no exercício de 2002, em relação ao exercício de 2001, o prejuízo líquido de 2002 foi ampliado para R\$(386.017) mil, um aumento de R\$(337.827) mil sobre o prejuízo líquido em 2001 de R\$(48.190) mil.

De forma inversa, a melhora do Resultado Operacional do exercício de 2003 em relação ao exercício de 2002, resultou na diminuição do prejuízo líquido de 2003 para R\$(75.376) mil, uma melhora de R\$310.641 mil sobre o prejuízo líquido de 2002 de R\$(386.017) mil.

Considerações sobre a Liquidez e o Endividamento da Emissora

A Emissora tem obtido recursos a partir da sua atividade comercial, do mercado financeiro e de empresas ligadas, destinando-os principalmente ao seu programa de investimentos e na administração do seu caixa para capital de giro e compromissos financeiros.

Os montantes investidos pela Emissora, líquidos dos juros capitalizados e contribuições do consumidor, totalizaram R\$230.897 mil, R\$138.964 mil e R\$148.971 mil em 2001, 2002 e 2003, respectivamente. Os investimentos foram direcionados basicamente para a manutenção da rede de distribuição, bem como para a ampliação da rede de atendimento da Emissora, o que beneficia a Companhia com uma maior eficiência operacional, com um aumento da qualidade do serviço prestado e busca da diminuição das perdas de energia e aumento das vendas de energia.

O programa de investimentos da CERJ para os próximos anos é de R\$241.466 mil, R\$276.674 mil, R\$280.213 mil e R\$299.235 mil, respectivamente em 2004, 2005, 2006 e 2007, totalizando o montante de R\$1.097.588 mil em termos nominais para os próximos quatro exercícios, a partir de 2004.

Destaca-se que parte das fontes de recursos para esses investimentos é proveniente dos próprios clientes da Emissora a fundo perdido e dos financiamentos por meio de programas especiais da União Federal (Luz no Campo, Reluz, Luz para Todos e Universalização) com recursos de longo prazo e juros abaixo do mercado, o que diminui as necessidades de desembolsos de caixa da Companhia.

A geração bruta de caixa operacional da Emissora, representada pelo EBITDA (Resultado antes da Amortização, Depreciação, Impostos Diretos e Resultado Financeiro) é uma das principais fontes de recursos, o qual totalizou R\$288.096 mil, R\$148.409 mil e R\$94.710 mil em 2001, 2002 e 2003, respectivamente.

Os recursos gerados e captados foram suficientes para honrar os compromissos do endividamento líquido da Emissora, que foi de R\$1.255.171 mil em 31 de dezembro de 2001, R\$1.160.696 mil em 31 de dezembro de 2002 e R\$1.304.343 mil em 31 de dezembro 2003. O endividamento líquido engloba empréstimos, financiamentos e encargos, com terceiros e empresas ligadas, subtraídas dos ativos financeiros (disponibilidades de caixa e empréstimos de mútuos a receber).

Posição da Dívida da Emissora

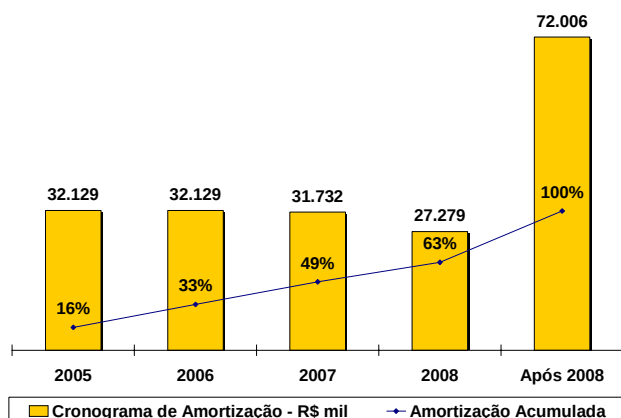
Em 31 de dezembro de 2003, a Emissora apresentava uma dívida líquida de R\$1.304.343 mil, 12,38% maior que o saldo de 31 de dezembro de 2002.

R\$ Mil	2003	2002	2001	% 2003 Dív. Bruta	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Dívida Bruta	1.977.638	2.111.923	1.849.789	100,00%	-6,36%	14,17%
Moeda Nacional	535.729	352.271	521.048	27,09%	52,08%	-32,39%
Instituições Financeiras	78.197	45.714	109.279	3,95%	71,06%	-58,17%
BNDES	16.177	34.584	50.203	0,82%	-53,22%	-31,11%
BNDES Ativo Regulatório	222.134	226.530	-	11,23%	-1,94%	0,00%
Eletrobrás	20.391	23.730	6.026	1,03%	-14,07%	293,79%
Debêntures (Ligadas)	-	-	267.898	0,00%	0,00%	0,00%
Derivativos - Devedor	94.074	-	87.642	4,76%	0,00%	0,00%
Empréstimos de Mútuos	104.756	21.713	-	5,30%	382,46%	0,00%
Moeda Estrangeira	1.441.909	1.759.652	1.328.741	72,91%	-18,06%	32,43%
Instituições Financeiras	165.498	331.996	152.650	8,37%	-50,15%	117,49%
Empréstimos de Mútuos	1.276.411	1.427.656	1.176.091	64,54%	-10,59%	21,39%
Ativos Financeiros	(673.295)	(951.227)	(594.618)	-34,05%	-29,22%	59,97%
Moeda Nacional	(19.163)	(182.487)	(24.808)	-0,97%	-89,50%	635,60%
Disponibilidades	(19.163)	(45.255)	(24.747)	-0,97%	-57,66%	82,87%
Derivativos - Credor	-	(137.232)	(61)	0,00%	0,00%	n.c.
Moeda Estrangeira	(654.132)	(768.740)	(569.810)	-33,08%	-14,91%	34,91%
Empréstimos de Mútuos	(654.132)	(768.740)	(569.810)	-33,08%	-14,91%	34,91%
Dívida Líquida	1.304.343	1.160.696	1.255.171	65,95%	12,38%	-7,53%
Patrimônio Líquido	352.470	433.434	186.932	17,82%	-18,68%	131,87%
Capitalização Total	1.656.813	1.594.130	1.442.103	83,78%	3,93%	10,54%

Do montante da dívida bruta de R\$1.977.638 mil, apresentado em 31 de dezembro de 2003, R\$479.637 mil são de curto prazo, equivalentes a 24,25% da dívida bruta.

R\$ Mil	Curto	Partic.	Longo	Partic.	Total	Partic.
Moeda Nacional	314.139	15,88%	221.590	11,20%	535.729	27,09%
Instituições Financeiras	78.197	3,95%	-	0,00%	78.197	3,95%
BNDES	16.177	0,82%	-	0,00%	16.177	0,82%
BNDES Ativo Regulatório	42.123	2,13%	180.011	9,10%	222.134	11,23%
Eletrobrás	5.127	0,26%	15.264	0,77%	20.391	1,03%
Derivativos - Devedor	94.074	4,76%	-	0,00%	94.074	4,76%
Empréstimos de Mútuos	78.441	3,97%	26.315	1,33%	104.756	5,30%
Moeda Estrangeira	165.498	8,37%	1.276.411	64,54%	1.441.909	72,91%
Instituições Financeiras	165.498	8,37%	-	0,00%	165.498	8,37%
Empréstimos de Mútuos	-	0,00%	1.276.411	64,54%	1.276.411	64,54%
Dívida Bruta	479.637	24,25%	1.498.001	75,75%	1.977.638	100,00%

Da dívida bruta de longo prazo no montante de R\$1.498.001 mil em 31 de dezembro de 2003, R\$195.275 mil são dívidas contratadas junto a terceiros que têm a seguinte disposição de vencimento:



Com relação à origem das fontes, a posição de 31 de dezembro de 2003 demonstra que 69,84% dos financiamentos foram contratados junto às empresas ligadas. Em 31 de dezembro de 2003, a dívida total indexada à variação cambial correspondeu a 72,91% da dívida bruta (equivalente a US\$499.069 mil), entretanto, em função das diversas operações de proteção US\$ x CDI realizados, apenas R\$17.063 mil (US\$5.906 mil) da dívida em moeda estrangeira com terceiros são impactados efetivamente pela variação cambial.

Ressalta-se que o empréstimo “BNDES Ativo Regulatório” foi recebido no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico, decorrente do programa de racionamento de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. A fonte de recursos para a amortização desse empréstimo é proveniente da Recomposição Tarifária Extraordinária, onde a Emissora foi contemplada com um aumento da sua tarifa de fornecimento em 2,9% para a classe residencial (exceto baixa renda), rural e iluminação pública e de até 7,9% para as demais classes, válida por 112 meses ou até abril de 2011.

Com o objetivo de se atingir um melhor equilíbrio econômico-financeiro e para prover a continuidade dos planos de investimentos da CERJ, dois dos acionistas controladores realizaram dois aportes de capital em 2002 num total de R\$630.837 mil, dos quais R\$260.837 mil por conversão de debêntures detidas pelos acionistas Endesa Internacional S.A. e Luz de Rio Ltda. em julho de 2002 e R\$370.000 mil por capitalização de empréstimos de mútuos, por esses mesmos acionistas, em dezembro de 2002.

Por fim, dando continuidade ao plano de melhorar a estrutura de capital, em dezembro de 2003 ocorreu uma nova proposta de aumento de capital no valor de R\$710.000 mil, por meio de uma conversão de empréstimos entre Companhias do grupo, demonstrando uma vez mais, a confiança dos acionistas controladores no País e no segmento de atuação. A proposta de capitalização foi aprovada em fórum competente (Assembléia Geral Extraordinária de Acionistas) em 8 de janeiro de 2004, tendo sido efetivada em fevereiro de 2004.

7.2.2. Período encerrado em 31 de março de 2004 comparado com o período encerrado em 31 de março de 2003 (Bases Não Consolidadas)

Demonstrações de Resultado Revisadas, para os Períodos Encerrados em 31 de março de 2004 e em 31 de março de 2003 (Bases Não Consolidadas)

R\$ Mil	1º Tri 2004	1º Tri 2003	Partic. 1º Tri 2004	Var. 1º Tri 2004 X 1º Tri 2003
Receita Operacional Bruta	690.704	599.368	148,64%	15,24%
Deduções da Receita Bruta	(226.020)	(203.541)	-48,64%	11,04%
Receita Operacional Líquida	464.684	395.827	100,00%	17,40%
Despesas Operacionais	(397.119)	(348.205)	-85,46%	14,05%
Pessoal	(23.991)	(20.962)	-5,16%	14,45%
Material	(212)	(212)	-0,05%	0,00%
Serviços de Terceiros	(34.832)	(29.989)	-7,50%	16,15%
Energia Comprada Revenda	(255.405)	(228.159)	-54,96%	11,94%
Depreciação e Amortização	(26.296)	(26.828)	-5,66%	-1,98%
Provisões Operacionais	(23.877)	(19.511)	-5,14%	22,38%
Conta Consumo Combust.	(23.349)	(14.780)	-5,02%	57,98%
Outras Rec./Desp. Operac.	(9.157)	(7.764)	-1,97%	17,94%
Resultado da Atividade	67.565	47.622	14,54%	41,88%
Resultado Financeiro	(69.185)	(60.286)	-14,89%	14,76%
Receitas Financeiras	49.494	30.109	10,65%	64,38%
Despesas Financeiras	(118.679)	(90.395)	-25,54%	31,29%
Res. de Equiv. Patrimonial	2.096	10.307	0,45%	-79,66%
Resultado Operacional	476	(2.357)	0,10%	-120,20%
Resultado Não Operacional	(2.491)	1.310	-0,54%	-290,15%
Res. antes IR e CS	(2.015)	(1.047)	-0,43%	92,45%
Provisão p/ IR e CS	(1.354)	6.939	-0,29%	-119,51%
Resultado Líquido	(3.369)	5.892	-0,73%	-157,18%

(*) As colunas podem, eventualmente, não totalizar valores exatos devido aos efeitos de arredondamento.

*Composição da Receita Operacional dos Períodos Encerrados em 31 de março de 2004 e de 2003
(Bases Não Consolidadas)*

As tabelas a seguir apresentam a composição da receita operacional da Companhia (em R\$ mil e MWh), bem como, a evolução das tarifas nos períodos findos em 31 de março de 2004 e em 31 de março de 2003:

R\$ Mil	1º Tri 2004	1º Tri 2003	Partic. 1º Tri 2004	Var. 1º Tri 2004 X 1º Tri 2003
Fornecimento	654.744	574.770	94,79%	13,91%
Residencial	319.908	299.455	46,32%	6,83%
Industrial	97.819	88.515	14,16%	10,51%
Comércio, Serviços e Outros	173.770	133.347	25,16%	30,31%
Rural	10.672	9.771	1,55%	9,22%
Setor Público	52.575	43.682	7,61%	20,36%
Poder Público	20.493	17.818	2,97%	15,01%
Iluminação Pública	16.761	13.220	2,43%	26,79%
Serviço Público	15.321	12.644	2,22%	21,17%
Suprimento	5.327	7.787	0,77%	-31,59%
Não Faturado, Líquido	538	4.254	0,08%	-87,35%
Baixa Renda	17.115	6.984	2,48%	145,06%
Outras Receitas	12.980	5.573	1,88%	132,91%
Receita Operacional Bruta	690.704	599.368	100,00%	15,24%
Deduções	(226.020)	(203.541)	-32,72%	11,04%
Tributos sobre a Receita	(196.325)	(183.581)	-28,42%	6,94%
ECE	(21.533)	(13.825)	-3,12%	55,75%
Reserva Global de Reversão	(8.162)	(6.135)	-1,18%	33,04%
Receita Operacional Líquida	464.684	395.827	67,28%	17,40%

Por MWh	1º Tri 2004	1º Tri 2003	Partic. 1º Tri T2004	Var. 1º Tri 2004 X 1º Tri 2003
Residencial	810.289	846.659	43,02%	-4,30%
Industrial	419.552	435.017	22,28%	-3,56%
Comércio, Serviços e Outros	386.291	402.694	20,51%	-4,07%
Rural	53.357	55.746	2,83%	-4,29%
Setor Público	213.878	218.905	11,36%	-2,30%
Poder Público	81.898	82.769	4,35%	-1,05%
Iluminação Pública	74.944	67.531	3,98%	10,98%
Serviço Público	57.036	68.605	3,03%	-16,86%
Total Fornecimento	1.883.367	1.959.021	100,00%	-3,86%

Em R\$/MWh Brutos	1º Tri 2004	1º Tri 2003	% Tarifa Média 1T2004	Var. 1º Tri 2004 X 1º Tri 2003
Residencial	394,81	353,69	114%	11,63%
Industrial	233,15	203,47	67%	14,58%
Comércio, Serviços e Outros	449,84	331,14	129%	35,85%
Rural	200,01	175,28	58%	14,11%
Setor Público	245,82	199,55	71%	23,19%
Poder Público	250,23	215,27	72%	16,24%
Iluminação Pública	223,65	195,76	64%	14,24%
Serviço Público	268,62	184,30	77%	45,75%
Tarifa Média Fornecimento	347,65	293,40	100%	18,49%

Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida apresentou um aumento de 17,40%, passando de R\$395.827 mil no primeiro trimestre de 2003 para R\$ 464.684 mil no primeiro trimestre de 2004 (incremento de R\$68.857 mil).

Dentre as principais razões que contribuíram para este acréscimo destacam-se: (a) elevação da tarifa média bruta de fornecimento de energia em 18,49%, propiciada basicamente pelo Revisão Tarifária Periódica realizada em dezembro de 2003 de 15,52%; e (b) elevação da receita relacionada aos consumidores de baixa renda e da Disponibilidade da Rede Elétrica aos consumidores livres existentes na área de concessão da Companhia.

De impacto negativo que impediu um maior crescimento da Receita Operacional Líquida, citamos a diminuição do volume da energia fornecida em 3,86%, de 1.959.021 MWh no primeiro trimestre de 2003 para 1.883.367 no primeiro trimestre de 2004, de forma generalizada em todas as principais classes de consumo.

Destaca-se que a rubrica Receita Operacional não considera o faturamento efetivamente realizado com a Recomposição Tarifária Extraordinária decorrente do Acordo Geral do Setor Elétrico do racionamento, onde as tarifas da classe residencial (exceto baixa renda), rural e iluminação pública foram elevadas em 2,9% e das demais classes em até 7,9% a partir de janeiro de 2002. O faturamento efetivamente realizado com a Recomposição Tarifária Extraordinária foi de R\$36.638 mil no primeiro trimestre de 2003 e de R\$21.662 mil no primeiro trimestre de 2004.

Despesas Operacionais

A Companhia apresentou Despesas Operacionais de R\$397.119 mil no primeiro trimestre de 2004, correspondente a uma elevação de 14,05% sobre as Despesas Operacionais de R\$ 348.205 mil do primeiro trimestre de 2003 (incremento de R\$ 48.914 mil).

Dentre os principais itens da estrutura de Despesas Operacionais que apresentaram as maiores variações entre o primeiro trimestre de 2003 e o primeiro trimestre de 2004, citamos: (a) energia Comprada para Revenda com elevação de 11,94% (aumento de R\$27.246 mil equivalentes a 55,70% do incremento de Despesas Operacionais entre o primeiro trimestre de 2003 e o primeiro trimestre de 2004), passando-se de R\$228.159 mil no primeiro trimestre de 2003 para R\$255.405 mil no primeiro trimestre de 2004; (b) Conta Consumo de Combustíveis com aumento de 57,98% (aumento de R\$8.569 mil entre o primeiro trimestre de 2003 e o primeiro trimestre de 2004), passando-se de R\$14.780 mil no primeiro trimestre de 2003 para R\$23.349 mil no primeiro trimestre de 2004.

A elevação da despesa com Energia Comprada para Revenda deveu-se basicamente pelas despesas com a Rede Básica, que teve um incremento de 167,08% ou R\$25.570 mil, de R\$15.304 mil no primeiro trimestre de 2003 para R\$40.874 mil no primeiro trimestre de 2004. Em relação à Conta Consumo de Combustíveis, o aumento dessa despesa origina-se dos maiores custos relacionados à geração de energia térmica nos Sistemas Isolados, que é repassada por meio da ANEEL.

Além do aumento da despesa com Energia Comprada para Revenda e Conta Consumo de Combustíveis, a Companhia apresentou uma maior variação com a despesa de Provisões Operacionais, em função da consideração de um maior volume da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa no montante de R\$7.500 mil no primeiro trimestre de 2004.

Ressalta-se que a Despesa de Pessoal teve uma variação de 14,45% entre o primeiro trimestre de 2003 e o primeiro trimestre de 2004, motivada basicamente pelo reajuste salarial de 16,63% em outubro de 2003.

Resultado da Atividade

O Resultado da Atividade no primeiro trimestre de 2003 de R\$ 47.622 mil (margem sobre a Receita Operacional Líquida de 12,03%) foi incrementada no primeiro trimestre de 2004 para R\$67.565 mil (margem de 14,54% ou diferença a maior de R\$19.943 mil) em função, principalmente, de: (a) positivamente pela Revisão Tarifária Periódica realizada em dezembro de 2003, o que propiciou a elevação da Receita Operacional Líquida em 17,40% (diferença a maior de R\$68.857 mil); e (b) negativamente pelo aumento das Despesas Operacionais em 14,05% ou R\$48.914 mil na comparação entre os trimestres, mas em montantes inferiores ao da Receita Operacional Líquida, principalmente da Despesa com Energia Comprada que se elevou em 11,94% entre o primeiro trimestre de 2003 e o primeiro trimestre de 2004.

Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro negativo no primeiro trimestre de 2003 foi ampliado em 14,76%, de R\$60.286 mil para R\$69.185 mil no primeiro trimestre de 2004. O principal item da variação do Resultado Financeiro foi a elevação da despesa com multas moratórias, de R\$5.815 mil no primeiro trimestre de 2003 para R\$15.369 mil no primeiro trimestre de 2004.

Ressalta-se que nas outras rubricas de despesas e receitas financeiras, apesar da grande variação entre o primeiro trimestre de 2003 e o primeiro trimestre de 2004, não há grandes variações quando considerado o Resultado Financeiro dos itens relacionados à dívida líquida.

Isso ocorreu em função: (a) da política de cobertura cambial de parte dos empréstimos em moeda estrangeira adotada pela Companhia (estoque de dívida bruta em moeda estrangeira de US\$498.019 mil em 31 de dezembro de 2002 e US\$499.069 mil em 31 de dezembro de 2003), onde os valores do real em relação ao dólar norte-americano entre os trimestres tiveram comportamentos diferentes (valorização do real em 5,37% no primeiro trimestre de 2003 e desvalorização de 0,67% no primeiro trimestre de 2004); e (b) capitalização em fevereiro de 2004 de parte dos empréstimos de mútuos a pagar no montante de R\$710.000 mil, o que favoreceu a Companhia com uma menor despesa financeira junto a empresas ligadas.

Resultado Financeiro - R\$ Mil	1º Tri 2004	1º Tri 2003	1º Tri 2004 (-) 1º Tri 2003
Resultado Relacionado à Dívida Líquida	(62.417)	(66.275)	3.858
Receita Relacionada aos Ativos Financeiros	20.123	135.564	(115.441)
- Juros Empresas Ligadas	10.766	23.191	(12.425)
- Variação Monetária Empresas Ligadas	4.347	96.623	(92.276)
- Operações com Derivativos	4.768	14.122	(9.354)
- Renda de Aplicação Financeira	242	1.628	(1.386)
Despesa Relacionada à Dívida Bruta	(82.540)	(201.839)	119.299
- Encargos de Dívidas	(42.054)	(42.902)	848
- Juros Empresas Ligadas	(21.678)	(34.084)	12.406
- Variação Monetária Empresas Ligadas	(9.765)	(38.543)	28.778
- Operações com Derivativos	(9.043)	(86.310)	77.267
Resultado Não Relacionado à Dívida Líquida	(6.768)	5.989	(12.757)
Outras Receitas Financeiras	29.371	29.930	(559)
- Outras Receitas Financeiras	17.457	21.183	(3.726)
- Multas e Acréscimos Moratórios	9.607	8.747	860
- Outras Variações Monetárias	2.307	-	2.307
Outras Despesas Financeiras	(36.139)	(23.941)	(12.198)
- Outras Variações Monetárias	(14.061)	(12.523)	(1.538)
- Multas Moratórias	(15.369)	(5.815)	(9.554)
- Outras Despesas Financeiras	(6.709)	(5.603)	(1.106)
Resultado Financeiro	(69.185)	(60.286)	(8.899)

Resultado de Equivalência Patrimonial

O Resultado de Equivalência Patrimonial da Emissora é composto pelas participações de 100% sobre o capital total da CERJ Overseas e por 36,43% sobre o capital total da Investluz, que por sua vez detém uma participação de 56,59% sobre o capital total da COELCE.

Resultado por Equivalência Patrimonial - R\$ Mil	1º Tri 2004	1º Tri 2003	Partic. 1º Tri 2004	Var. % 1T04 X 1T03
Resultado Líquido da Investida				
CERJ Overseas	4.368	9.717		-55,05%
Investluz	(6.138)	1.620		-478,89%
COELCE	12.383	4.593		169,61%
Resultado por Equiv. Patrimonial	2.096	10.307	2,67%	-79,66%
CERJ Overseas (100,00%)	4.368	9.717	5,57%	-55,05%
Investluz (36,43%)	(2.272)	590	-2,90%	-484,98%
COELCE	(apropriado na Investluz)			

Na comparação do Resultado de Equivalência Patrimonial entre os períodos encerrados no primeiro trimestre de 2003 e no primeiro trimestre de 2004, o principal componente da queda do resultado de R\$10.307 mil no primeiro trimestre de 2003 para R\$2.096 mil no primeiro trimestre de 2004, ocorreu basicamente pela piora do Resultado Líquido apurado pela CERJ Overseas, que apurou um Lucro Líquido de R\$4.368 mil no primeiro trimestre de 2004, contra o Lucro Líquido de R\$10.307 mil apurado no primeiro trimestre de 2003.

Resultado Operacional

Com o maior Resultado da Atividade no primeiro trimestre de 2004 em relação ao primeiro trimestre de 2003 (diferença a maior de R\$19.943 mil), que superou os efeitos da elevação do Resultado Financeiro negativo (diferença a maior de R\$8.899 mil) e do menor Resultado de Equivalência Patrimonial (diferença a menor de R\$8.211), o Resultado Operacional do primeiro trimestre de 2004 em R\$476 mil reverteu o Resultado Operacional negativo do primeiro trimestre de 2003 de R\$2.357 mil (diferença a maior em R\$2.833 mil).

Resultado Não Operacional

Imaterial em relação ao volume das operações da Companhia.

Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro

Em função das adições e exclusões da base de cálculo do Imposto de Renda e da Contribuição Social, a Companhia obteve o diferimento com impostos diretos no montante de R\$6.939 mil no primeiro trimestre de 2003, contra o valor negativo de R\$1.354 mil no primeiro trimestre de 2004 (resultado da provisão de IR e CS no montante de R\$4.478 mil e do diferimento de R\$3.124 mil).

Resultado Líquido

Apesar da reversão do Prejuízo Operacional no primeiro trimestre de 2003 de R\$2.357 mil para Lucro Operacional no primeiro trimestre de 2004 de R\$476 mil, os impactos negativos do Resultado Não Operacional (diferença a menor de R\$3.801 mil) e dos impostos diretos (diferença a

menor de R\$8.293 mil), fizeram com que o Lucro Líquido do primeiro trimestre de 2003 de R\$5.892 mil revertesse para um Prejuízo Líquido de R\$3.369 mil no primeiro trimestre de 2004 (diferença a menor de R\$9.261 mil).

Posição da Dívida da Emissora

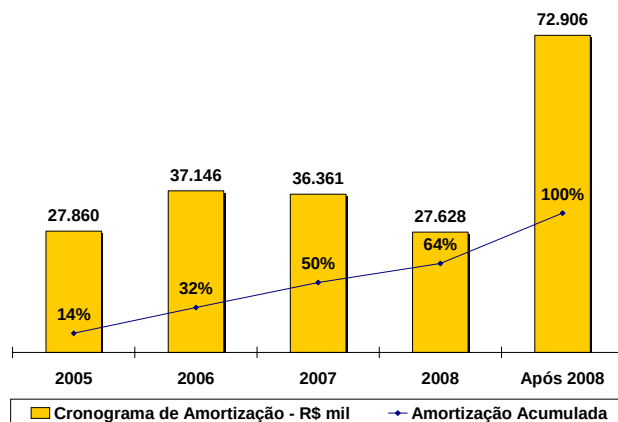
Em 31 de março de 2004, a Emissora apresentava uma dívida líquida de R\$594.526 mil, montante 54,42% inferior ao saldo de 31 de dezembro de 2003, em função da capitalização em fevereiro de 2004 de parte dos empréstimos de mútuos a pagar no montante de R\$710.000 mil.

R\$ Mil	Mar/2004	Dez/2003	% Mar/2004 Dív. Bruta	Var. Mar/2004 X Dez/2003
Dívida Bruta	1.296.589	1.977.638	100,00%	-34,44%
Moeda Nacional	557.192	535.729	42,97%	4,01%
Instituições Financeiras	150.398	78.197	11,60%	92,33%
BNDES	11.431	16.177	0,88%	-29,34%
BNDES Ativo Regulatório	216.814	222.134	16,72%	-2,39%
Eletrobrás	36.327	20.391	2,80%	78,15%
Debêntures (Ligadas)	-	-	0,00%	0,00%
Derivativos - Devedor	32.652	94.074	2,52%	-65,29%
Empréstimos de Mútuos	109.570	104.756	8,45%	4,60%
Moeda Estrangeira	739.397	1.441.909	57,03%	-48,72%
Instituições Financeiras	139.069	165.498	10,73%	-15,97%
Empréstimos de Mútuos	600.328	1.276.411	46,30%	-52,97%
Ativos Financeiros	(702.063)	(673.295)	-54,15%	4,27%
Moeda Nacional	(32.819)	(19.163)	-2,53%	71,26%
Disponibilidades	(32.819)	(19.163)	-2,53%	71,26%
Derivativos - Credor	-	-	0,00%	0,00%
Moeda Estrangeira	(669.244)	(654.132)	-51,62%	2,31%
Empréstimos de Mútuos	(669.244)	(654.132)	-51,62%	2,31%
Dívida Líquida	594.526	1.304.343	45,85%	-54,42%
Patrimônio Líquido	1.059.101	352.470	81,68%	200,48%
Capitalização Total	1.653.627	1.656.813	127,54%	-0,19%

Do montante da dívida bruta de R\$1.296.589 mil, apresentado em 31 de março de 2004, R\$494.360 mil são de curto prazo, equivalentes a 38,13% da dívida bruta.

R\$ Mil	Curto	Partic.	Longo	Partic.	Total	Partic.
Moeda Nacional	355.291	27,40%	201.901	15,57%	557.192	42,97%
Instituições Financeiras	150.398	11,60%	-	0,00%	150.398	11,60%
BNDES	11.431	0,88%	-	0,00%	11.431	0,88%
BNDES Ativo Regulatório	41.385	3,19%	175.429	13,53%	216.814	16,72%
Eletrobrás	9.855	0,76%	26.472	2,04%	36.327	2,80%
Derivativos - Devedor	32.652	2,52%	-	0,00%	32.652	2,52%
Empréstimos de Mútuos	109.570	8,45%	-	0,00%	109.570	8,45%
Moeda Estrangeira	139.069	10,73%	600.328	46,30%	739.397	57,03%
Instituições Financeiras	139.069	10,73%	-	0,00%	139.069	10,73%
Empréstimos de Mútuos	-	0,00%	600.328	46,30%	600.328	46,30%
Dívida Bruta	494.360	38,13%	802.229	61,87%	1.296.589	100,00%

Da dívida bruta de longo prazo no montante de R\$802.229 mil em 31 de março de 2004, R\$ 201.901 mil são dívidas contratadas junto a terceiros que têm a seguinte disposição de vencimento:



Com relação à origem das fontes, a posição de 31 de março de 2004 demonstra que 54,75% dos financiamentos foram contratados junto às empresas ligadas. Em 31 de março de 2004, a dívida total indexada à variação cambial correspondeu a 57,03% da dívida bruta (equivalente a US\$254.211 mil), entretanto, em função das diversas operações de proteção US\$ x CDI realizados, apenas R\$16.960 mil (US\$5.831 mil) da dívida em moeda estrangeira com terceiros são impactados efetivamente pela variação cambial.

Ressalta-se que o empréstimo “BNDES Ativo Regulatório” foi recebido no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico, decorrente do programa de racionamento de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. A fonte de recursos para a amortização desse empréstimo é proveniente da Recomposição Tarifária Extraordinária, onde a Emissora foi contemplada com um aumento da sua tarifa de fornecimento em 2,9% para a classe residencial (exceto baixa renda), rural e iluminação pública e de até 7,9% para as demais classes, válida por até 112 meses ou até abril de 2011.

Com o objetivo de se atingir um melhor equilíbrio econômico-financeiro e para prover a continuidade dos planos de investimentos da CERJ, dois dos acionistas controladores realizaram dois aportes de capital em 2002 num total de R\$ 630.837 mil, dos quais R\$ 260.837 mil por conversão de debêntures detidas pelos acionistas Endesa Internacional S.A. e Luz de Rio Ltda em julho de 2002 e R\$ 370.000 mil por capitalização de empréstimos de mútuos, por esses mesmos acionistas, em dezembro de 2002.

Por fim, dando continuidade ao plano de melhorar a estrutura de capital, em dezembro de 2003 ocorreu uma nova proposta de aumento de capital no valor de R\$710.000 mil, por meio de uma conversão de empréstimos entre sociedades do grupo, demonstrando uma vez mais, a confiança dos acionistas controladores no País e no segmento de atuação. A proposta de capitalização foi aprovada em fórum competente (Assembléia Geral Extraordinária de acionistas) em 8 de janeiro de 2004, tendo sido efetivada em fevereiro de 2004.

7.2.3. Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2001 e exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003 comparado com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002 (Consolidado)

Demonstrações de Resultado Auditadas, para os Exercícios Encerrados em 31 de dezembro de 2003, de 2002 e de 2001 (Consolidado)

R\$ Mil	2003	2002	2001	% ROL 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Receita Operacional Bruta	2.793.668	2.249.275	2.137.277	146,00%	24,20%	5,24%
Deduções da Receita Bruta	(880.219)	(614.220)	(417.514)	-46,00%	43,31%	47,11%
Receita Operacional Líquida	1.913.449	1.635.055	1.719.763	100,00%	17,03%	-4,93%
Despesas Operacionais	(1.881.583)	(1.554.552)	(1.475.373)	-98,33%	21,04%	5,37%
Pessoal	(117.827)	(106.874)	(99.600)	-6,16%	10,25%	7,30%
Material	(3.459)	(3.845)	(6.593)	-0,18%	-10,04%	-41,68%
Serviços de Terceiros	(155.804)	(144.775)	(123.321)	-8,14%	7,62%	17,40%
Energia Comprada Revenda	(1.107.429)	(793.955)	(782.096)	-57,88%	39,48%	1,52%
Depreciação e Amortização	(166.241)	(159.749)	(125.693)	-8,69%	4,06%	27,09%
Provisões Operacionais	(226.112)	(226.744)	(207.972)	-11,82%	-0,28%	9,03%
Conta Consumo Comb.	(65.127)	(81.266)	(69.218)	-3,40%	-19,86%	17,41%
Outras Rec./Desp. Operac.	(39.584)	(37.344)	(60.880)	-2,07%	6,00%	-38,66%
Resultado da Atividade	31.866	80.503	244.390	1,67%	-60,42%	-67,06%
Resultado Financeiro	(219.827)	(482.621)	(323.491)	-11,49%	-54,45%	49,19%
Receitas Financeiras	291.529	393.973	32.443	15,24%	-26,00%	1114,35%
Despesas Financeiras	(511.356)	(876.594)	(355.934)	-26,72%	-41,67%	146,28%
Resultado Operacional	(187.961)	(402.118)	(79.101)	-9,82%	-53,26%	408,36%
Resultado Não Operacional	14.975	(1.566)	(8.177)	0,78%	1056,26%	-80,85%
Res. antes IR e CS	(172.986)	(403.684)	(87.278)	-9,04%	-57,15%	362,53%
Provisão p/ IR e CS	105.365	23.790	47.025	5,51%	342,90%	-49,41%
Participação Empregados	(1.675)	(1.438)	(1.043)	-0,09%	16,48%	37,87%
Reversão JCP	8.381	8.492	10.650	0,44%	-1,31%	-20,26%
Participação Minoritária	(14.461)	(13.177)	(18.278)	-0,76%	9,74%	-27,91%
Prejuízo Líquido	(75.376)	(386.017)	(48.924)	-3,94%	-80,47%	689,01%

(*) As colunas podem, eventualmente, não totalizar valores exatos devido aos efeitos de arredondamento

(**) As demonstrações de resultado consolidadas consideram a participação de 100% na CERJ Overseas e a participação proporcional de 36,43% na Investluz. A Investluz, por sua vez, consolida 100% do resultado da COELCE e reduz na conta de Participações Minoritárias, a parcela excedente de 43,41% ao seu controle de 56,59% do capital total da COELCE.

Composição da Receita Operacional dos Exercícios Encerrados em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001 (Consolidado)

As tabelas a seguir apresentam a composição da receita operacional da Companhia (em R\$ mil e MWh), bem como a evolução das tarifas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2001, 2002 e 2003:

R\$ Mil	2003	2002	2001	Partic. 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Fornecimento	2.750.744	2.028.200	1.748.443	98,46%	35,62%	16,00%
Residencial	1.225.485	960.420	899.203	43,87%	27,60%	6,81%
Industrial	487.490	372.060	290.886	17,45%	31,02%	27,91%
Comércio, Serviços e Outros	712.072	466.291	372.368	25,49%	52,71%	25,22%
Rural	67.771	46.157	35.787	2,43%	46,83%	28,98%
Setor Público	257.926	183.272	150.199	9,23%	40,73%	22,02%
Poder Público	109.794	73.562	62.945	3,93%	49,25%	16,87%
Iluminação Pública	70.001	58.672	46.854	2,51%	19,31%	25,22%
Serviço Público	78.131	51.038	40.400	2,80%	53,08%	26,33%
Suprimento	34.562	96.870	84.354	1,24%	-64,32%	14,84%
Não Faturado, Líquido	25.126	26.418	1.567	0,90%	-4,89%	n.c.
Transf. Receita Antecipada ¹	(21.037)	-	-	-0,75%	n.a.	n.a.
Baixa Renda	79.141	23.733	-	2,83%	233,46%	n.a.
Ativo Regulatório	(106.511)	48.707	280.755	-3,81%	-318,68%	-82,65%
Outras Receitas	31.643	25.347	22.158	1,13%	24,84%	14,39%
Receita Operacional Bruta	2.793.668	2.249.275	2.137.277	100,00%	24,20%	5,24%
Deduções	(880.219)	(614.220)	(417.514)	-31,51%	43,31%	47,11%
Tributos sobre a Receita	(778.904)	(547.950)	(403.354)	-27,88%	42,15%	35,85%
ECE	(70.644)	(40.861)	-	-2,53%	72,89%	n.a.
Reserva Global de Reversão	(30.671)	(25.409)	(14.160)	-1,10%	20,71%	79,44%
Receita Operacional Líquida	1.913.449	1.635.055	1.719.763	68,49%	17,03%	-4,93%

¹ Diferença entre a receita efetivamente auferida para o período de abril a dezembro de 2003 e aquela estimada caso a revisão tarifária adotada em abril de 2003 não refletisse o aumento de custo decorrente da aquisição de energia pela COELCE junto à Central Geradora Termelétrica de Fortaleza – CGTF. A COELCE considera que a referida revisão não reflete integralmente os custos da compra de energia da CGTF.

Por MWh	2003	2002	2001	Partic. 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Residencial	3.560.850	3.374.923	3.458.855	38,30%	5,51%	-2,43%
Industrial	2.369.632	2.343.201	2.239.174	25,49%	1,13%	4,65%
Comércio, Serviços e Outros	1.794.797	1.732.154	1.661.649	19,31%	3,62%	4,24%
Rural	404.540	352.450	313.808	4,35%	14,78%	12,31%
Setor Público	1.166.885	1.070.784	978.583	12,55%	8,97%	9,42%
Poder Público	472.160	410.222	317.988	5,08%	15,10%	29,01%
Iluminação Pública	355.232	329.910	349.528	3,82%	7,68%	-5,61%
Serviço Público	339.493	330.652	311.067	3,65%	2,67%	6,30%
Total Fornecimento	9.296.704	8.873.512	8.652.069	100,00%	4,77%	2,56%

Em R\$/MWh Brutos	2003	2002	2001	% Tarifa Média 2003	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Residencial	344,16	284,58	259,97	116%	20,94%	9,46%
Industrial	205,72	158,78	129,91	70%	29,56%	22,23%
Comércio, Serviços e Outros	396,74	269,20	224,10	134%	47,38%	20,13%
Rural	167,53	130,96	114,04	57%	27,92%	14,84%
Setor Público	221,04	171,16	153,49	75%	29,14%	11,51%
Poder Público	232,54	179,32	197,95	79%	29,67%	-9,41%
Iluminação Pública	197,06	177,84	134,05	67%	10,80%	32,67%
Serviço Público	230,14	154,36	129,88	78%	49,10%	18,85%
Tarifa Média Geral	295,88	228,57	202,08	100%	29,45%	13,11%

Receita Operacional (Consolidado)

A Receita Operacional Líquida apresentou uma redução de 4,93% no exercício de 2002 em comparação com o exercício de 2001, passando de R\$1.719.763 mil em 2001 para R\$1.635.055 mil em 2002 (diferença a menor de R\$84.708 mil).

As principais razões que contribuíram para esta redução foram: (a) contabilização não recorrente da constituição do Ativo Regulatório em 2001 no montante de R\$280.755 mil e em 2002 no montante de R\$48.707 mil (diferença a menor de R\$232.048 mil); e (b) elevação percentual das Deduções da Receita Operacional Bruta, de 19,53% em 2001 para 27,31% em 2002, destacando-se a incidência da Cofins e do Encargo de Capacidade Emergencial que não existiam em 2001.

Mas, em termos de Receita Operacional Bruta, se considerássemos a subtração, tão e somente do Ativo Regulatório, a variação entre 2001 e 2002 seria positiva em 18,53% (R\$1.856.522 mil em 2001 contra R\$2.200.568 mil em 2002).

Entretanto, a queda de Receita Operacional Líquida em função do Ativo Regulatório e do maior impacto de deduções de receita, foi parcialmente compensada entre 2001 e 2002 com: (a) elevação das vendas de energia de fornecimento em 2,56% de 8.652.069 MWh em 2001 para 8.873.512 MWh em 2002, motivada principalmente pelas classes industrial, comercial e do setor público; e (b) elevação da tarifa média bruta das vendas de energia em 13,11%, propiciada basicamente pelo reajuste tarifário de 18,63% concedido em dezembro de 2001 para a CERJ e, de 15,04% e 14,27% em abril de 2001 e em abril de 2002, respectivamente, para a COELCE.

No exercício de 2003, comparativamente ao exercício de 2002, a Receita Operacional Líquida apresentou um aumento de 17,03%, passando de R\$1.635.055 mil em 2002 para R\$1.913.449 mil em 2003 (incremento de R\$278.394 mil).

Dentre as principais razões que contribuíram para este acréscimo destacam-se: (a) elevação das vendas de energia em 4,77% de 8.873.512 MWh em 2002 para 9.296.704 MWh em 2003, impulsionadas basicamente pelas classes residencial e do setor público; e (b) elevação da tarifa média bruta das vendas de energia em 29,45%, propiciada basicamente pelo reajuste tarifário de 28,56% concedido em dezembro de 2002 para a CERJ e, de 14,27% e 31,29% em abril de 2002 e em abril de 2003, respectivamente, para a COELCE.

De impacto negativo que impediu um maior crescimento da Receita Operacional Líquida, citamos: (a) diminuição da receita com Suprimento (diferença a menor de R\$62.308 mil) em função dos menores preços do MAE em 2003 e da desconstrução parcial do Contrato Inicial da CERJ com a

CENF; (b) realização do Ativo Regulatório em R\$106.511 mil em 2003, contra a constituição positiva de R\$48.707 mil em 2002 (diferença a menor entre os exercícios de R\$155.218 mil); e (c) elevação percentual das Deduções da Receita Operacional Bruta, de 27,31% em 2002 para 31,51% em 2003.

Novamente, em termos de Receita Operacional Bruta, se considerássemos a subtração, tão e somente do Ativo Regulatório, a variação entre 2002 e 2003 seria positiva em 31,79% (R\$2.200.568 mil em 2002 contra R\$2.900.179 mil em 2003).

Destaca-se que a rubrica Receita Operacional Bruta não considera o faturamento efetivamente realizado com a Recomposição Tarifária Extraordinária decorrente do Acordo Geral do Setor Elétrico do racionamento, onde as tarifas da classe residencial (exceto baixa renda), rural e iluminação pública foram elevadas em 2,9% e das demais classes em até 7,9% a partir de janeiro de 2002. O faturamento efetivamente realizado com a Recomposição Tarifária Extraordinária foi de R\$67.431 mil em 2002 e de R\$ 109.756 mil em 2003.

Despesas Operacionais (Consolidado)

A Companhia apresentou Despesas Operacionais de R\$1.554.552 mil no exercício de 2002, correspondente a uma elevação de 5,37% sobre as Despesas Operacionais de R\$1.475.373 mil do exercício de 2001 (incremento de R\$ 79.179 mil).

Dentre os principais itens da estrutura de Despesas Operacionais que apresentaram as maiores variações entre 2001 e 2002, citamos: (a) Serviços de Terceiros com aumento de 17,40% (aumento de R\$ 21.454 mil entre 2001 e 2002), passando-se de R\$123.321 mil em 2001 para R\$144.775 mil em 2002; e (b) Depreciação e Amortização com aumento de 27,09% (aumento de R\$ 34.056 mil entre 2001 e 2002), passando-se de R\$125.693 mil em 2001 para R\$159.749 mil em 2002. O aumento dessa despesa ocorreu, principalmente, pelos maiores investimentos realizados na COELCE para a melhoria e expansão da sua rede de distribuição.

Destaca-se que a pequena variação percentual das despesas com Energia Comprada para Revenda, entre os exercícios de 2001 e 2002, foi minimizada tendo em vista que em 2001 houve a contabilização das despesas relativas ao racionamento (energia livre e complementação dos Contratos Iniciais com Furnas e Chesf reduzidos de 2,34%) no montante de R\$149.338 mil.

Dessa forma, se desconsiderarmos apenas estas despesas relativas ao racionamento de 2001, a CERJ apresentaria uma variação de 25,48% (R\$632.758 mil em 2001 e R\$793.955 mil em 2002) em suas despesas com Energia Comprada para Revenda, incorrida basicamente pelo reajuste da tarifa de suprimento entre Furnas e CERJ em 18,66% em dezembro de 2001, pelo aumento da tarifa de potência contratada de ITAIPU com a CERJ que é indexada ao dólar americano (o real foi desvalorizado em 34,33% entre 2001 e 2002) e, pelos reajustes em abril de 2001 e em abril de 2002, de 10,52% e 9,79% respectivamente, entre a Chesf e a COELCE.

Na comparação entre os exercícios de 2003 e 2002, as Despesas Operacionais apresentaram um aumento de 21,04%, totalizando R\$1.881.583 mil em 2003 contra R\$1.554.552 mil em 2002 (elevação de R\$327.031 mil).

O maior impacto foi decorrente da Energia Comprada para Revenda que, em 2003, aumentou em 39,48% quando comparada com 2002, o que totalizou somente nesta rubrica o montante de R\$313.474 mil de aumento (correspondente a 95,85% do total do aumento das Despesas Operacionais).

Essa elevação da despesa com Energia Comprada para Revenda deveu-se basicamente: (a) na CERJ, pela substituição parcial dos Contratos Iniciais pelos Contratos Bilaterais (CIEN e Enertrade), que possuem tarifas mais altas e, pelo reajuste de 29,96%, em dezembro de 2002, da tarifa de suprimento junto à Furnas do montante remanescente do Contrato Inicial; e (b) na COELCE, pela substituição parcial dos Contratos Iniciais pelos Contratos Bilaterais (CIEN e Central Geradora Termelétrica de Fortaleza), que possuem tarifas mais altas e, pelos reajustes em abril de 2002 e em abril de 2003, de 9,79% e 29,91% respectivamente, da tarifa de suprimento junto à Chesf do montante remanescente do Contrato Inicial.

Resultado da Atividade (Consolidado)

O Resultado da Atividade do exercício de 2001 de R\$244.390 mil (margem sobre a Receita Operacional Líquida de 14,21%) foi decrescido no exercício de 2002 para R\$80.503 mil (margem de 4,92% ou diferença a menor de R\$163.887 mil) em função, principalmente, de: (a) menor contabilização da receita referente às perdas do racionamento e elevação das Deduções, o que fez a Receita Operacional Líquida diminuir de R\$1.719.763 mil em 2001 para R\$1.635.055 mil em 2002; e (b) aumento das Despesas Operacionais de R\$1.475.373 mil em 2001 para R\$1.554.552 mil em 2002, em função do aumento principalmente das despesas com Serviços de Terceiros e Depreciação e Amortização.

Na comparação do Resultado da Atividade entre os exercícios de 2002 e 2003, o Resultado da Atividade de R\$80.503 mil (margem sobre a Receita Operacional Líquida de 4,92%) em 2002 decresceu para R\$31.866 mil (margem de 1,67% ou diferença a menor de R\$48.637 mil) em função, principalmente, de: (a) aumento das Despesas Operacionais de 21,04%, totalizando R\$1.881.583 mil em 2003 contra R\$1.554.552 mil em 2002 (elevação de R\$327.031 mil), ocorridas principalmente pela substituição parcial dos Contratos Iniciais pelos Contratos Bilaterais e pelo reajuste da tarifa dos Contratos Iniciais; e (b) incremento da Receita Operacional Líquida que apresentou um aumento de 17,03%, passando de R\$1.635.055 mil em 2002 para R\$1.913.449 mil em 2003 (incremento de R\$278.394 mil), o que minimizou a elevação das Despesas Operacionais.

Resultado Financeiro (Consolidado)

O Resultado Financeiro foi especialmente afetado no exercício de 2002, com um aumento do Resultado Financeiro Negativo de 49,19% sobre o exercício de 2001, de R\$(323.491) mil em 2001 para R\$(482.621) mil em 2002 (estoque de dívida líquida de R\$1.118.573 mil em 31 de dezembro de 2000 e R\$1.602.344 mil em 31 de dezembro de 2001).

A principal razão foi a desvalorização do real frente ao dólar americano no ano de 2002, da ordem de 34,33%, apesar da política de cobertura cambial dos empréstimos em moeda estrangeira (estoque de dívida bruta em moeda estrangeira de US\$280.830 mil ou R\$549.135 em 31^{de} dezembro de 2000 e US\$444.742 mil ou R\$1.031.979 em 31 de dezembro de 2001).

No exercício de 2003, apesar do comportamento do dólar norte-americano perante o real ter sido oposto ao do ano anterior, a CERJ não pôde se beneficiar integralmente da valorização de 22,29% do Real (estoque de dívida bruta em moeda estrangeira de US\$398.332 mil ou R\$1.407.428 em 31 de dezembro de 2002). Isto se deveu ao fato de que grande parte da dívida em moeda estrangeira da CERJ, ao longo de 2003, ter tido proteção por operações de swap US\$ x CDI.

Ainda assim, o Resultado Financeiro de 2003 apresentou uma recuperação de 54,45% em relação ao ano de 2002, auxiliada também pela capitalização de empréstimos de mútuos no montante de R\$630.837 mil em dezembro de 2002, resultando num Resultado Financeiro superior de R\$262.794 mil, de R\$(482.621) mil em 2002 para R\$(219.827) mil em 2003 (estoque de dívida líquida de R\$1.602.344 em 31 de dezembro de 2001 e R\$1.691.746 em 31 de dezembro de 2002).

Resultado Operacional (Consolidado)

Com a combinação do menor Resultado da Atividade no exercício de 2002 em relação ao exercício de 2001 (diferença a menor de R\$163.887 mil) e impacto da desvalorização cambial e elevação dos juros sobre o estoque de dívida da Companhia (diferença a menor do Resultado Financeiro em R\$159.130 mil), o Resultado Operacional de 2001 reduziu-se de R\$(79.101) mil para R\$(402.118) mil em 2002.

Na comparação entre os exercícios de 2003 e 2002, apesar do menor Resultado da Atividade obtido em 2003 de R\$31.866 mil, contra os R\$80.503 mil de 2002, o Resultado Operacional foi superior em função da diminuição do Resultado Financeiro negativo (diferença a maior em R\$262.794 mil). Dessa forma, o Resultado Operacional de R\$(187.961) mil em 2003 da CERJ, foi superior em R\$214.157 mil em relação ao Resultado Operacional de R\$(402.118) mil de 2002.

Resultado Não Operacional (Consolidado)

Imaterial nos exercícios de 2001 e 2002, o Resultado Não Operacional de 2003 alcançou R\$14.975 mil, em função basicamente da reclassificação de provisões para contingências de âmbito fiscal.

Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro (Consolidado)

Em virtude dos resultados positivos que a Companhia vislumbra em sua planificação estratégica para os próximos exercícios sociais, a Emissora decidiu diferir os efeitos tributários de seus prejuízos fiscais acumulados. Isto significou um efeito positivo final no resultado de R\$47.025 mil, R\$23.790 mil e R\$105.365 mil em 2001, 2002 e 2003 respectivamente, cujas contrapartidas encontram-se no Ativo Realizável a Longo Prazo e que se realizarão na medida em que a Companhia apresente lucro tributável.

Resultado Líquido (Consolidado)

Consequência do menor Resultado Operacional obtido no exercício de 2002, em relação ao exercício de 2001, o prejuízo líquido de 2002 foi ampliado para R\$(386.017) mil, um aumento de R\$(337.093) mil sobre o prejuízo líquido em 2001 de R\$(48.924) mil.

De forma inversa, a melhora do Resultado Operacional do exercício de 2003 em relação ao exercício de 2002, resultou na diminuição do prejuízo líquido de 2003 para R\$(75.376) mil, uma melhora de R\$310.641 mil sobre o prejuízo líquido de 2002 de R\$(386.017) mil.

Considerações sobre a Liquidez e o Endividamento da Emissora (Consolidado)

A Emissora tem obtido recursos a partir da sua atividade comercial, do mercado financeiro e de empresas ligadas, destinando-os principalmente ao seu programa de investimentos e na administração do seu caixa para capital de giro e compromissos financeiros.

Os montantes investidos pela Emissora, líquidos dos juros capitalizados e contribuições do consumidor, totalizaram R\$317.506 mil, R\$190.784 mil e R\$189.421 mil em 2001, 2002 e 2003, respectivamente. Os investimentos foram direcionados basicamente para a manutenção da rede de distribuição, bem como para a ampliação da rede de atendimento da Emissora e da COELCE, o que beneficia ambas com uma maior eficiência operacional, com um aumento da qualidade do serviço prestado e busca da diminuição das perdas de energia e, aumento das vendas de energia.

Destaca-se que parte das fontes de recursos para esses investimentos é proveniente dos próprios clientes da Emissora e da COELCE a fundo perdido e, dos financiamentos por meio de programas especiais da União Federal (Luz no Campo, Reluz, Luz para Todos e Universalização) com recursos

de longo prazo e juros abaixo do mercado, o que diminui as necessidades de desembolsos de caixa da Companhia e da COELCE.

A geração bruta de caixa operacional da Emissora, representada pelo EBITDA (Resultado antes da Amortização, Depreciação, Impostos Diretos e Resultado Financeiro) é uma das principais fontes de recursos, o qual totalizou R\$370.083 mil, R\$240.252 mil e R\$198.107 mil em 2001, 2002 e 2003, respectivamente.

Os recursos gerados e captados foram suficientes para honrar os compromissos do endividamento líquido, que foi de R\$1.602.344 mil em 31 de dezembro de 2001, R\$1.691.746 mil em 31 de dezembro de 2002 e R\$1.699.898 mil em 31 de dezembro 2003. O endividamento líquido engloba empréstimos, financiamentos e encargos, com terceiros e empresas ligadas, subtraídas dos ativos financeiros (disponibilidades de caixa e empréstimos de mútuos a receber).

Posição da Dívida da Emissora (Consolidado)

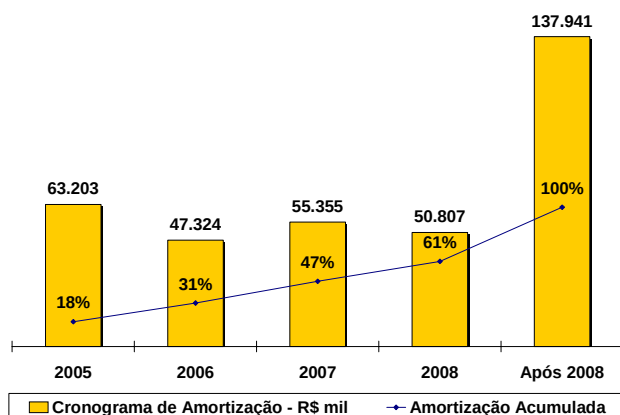
Em 31 de dezembro de 2003, a Emissora apresentava uma dívida líquida de R\$1.699.898 mil, 0,48% maior que o saldo de 31 de dezembro de 2002.

R\$ Mil	2003	2002	2001	% 2003 Dív. Bruta	Var. % 03 X 02	Var. % 02 X 01
Dívida Bruta	1.767.961	1.959.264	1.638.322	100,00%	-9,76%	19,59%
Moeda Nacional	625.436	551.836	606.343	35,38%	13,34%	-8,99%
Instituições Financeiras	105.071	62.890	178.971	5,94%	67,07%	-64,86%
BNDES	18.803	37.911	54.214	1,06%	-50,40%	-30,07%
BNDES Ativo Regulatório	284.153	293.506	-	16,07%	-3,19%	0,00%
Eletrobrás	40.660	53.716	17.618	2,30%	-24,31%	204,89%
Debêntures (Ligadas)	-	-	267.898	0,00%	0,00%	0,00%
Derivativos - Devedor	100.569	-	87.642	5,69%	0,00%	0,00%
Empréstimos de Mútuos	76.180	103.813	-	4,31%	-26,62%	0,00%
Moeda Estrangeira	1.142.525	1.407.428	1.031.979	64,62%	-18,82%	36,38%
Instituições Financeiras	298.253	503.321	227.436	16,87%	-40,74%	121,30%
Empréstimos de Mútuos	844.272	904.107	804.543	47,75%	-6,62%	12,38%
Ativos Financeiros	(68.063)	(267.518)	(35.978)	-3,85%	-74,56%	643,56%
Moeda Nacional	(68.063)	(267.518)	(35.978)	-3,85%	-74,56%	643,56%
Disponibilidades	(68.063)	(104.246)	(35.917)	-3,85%	-34,71%	190,24%
Derivativos - Credor	-	(163.272)	(61)	0,00%	0,00%	n.c.
Dívida Líquida	1.699.898	1.691.746	1.602.344	96,15%	0,48%	5,58%
Patrimônio Líquido	352.470	433.434	186.932	19,94%	-18,68%	131,87%
Capitalização Total	2.052.368	2.125.180	1.789.276	116,09%	-3,43%	18,77%

Do montante da dívida bruta de R\$1.767.961 mil, apresentado em 31 de dezembro de 2003, R\$608.921 mil são de curto prazo, equivalentes a 34,44% da dívida bruta.

R\$ Mil	Curto	Partic.	Longo	Partic.	Total	Partic.
Moeda Nacional	317.962	17,98%	307.474	17,39%	625.436	35,38%
Instituições Financeiras	89.459	5,06%	15.612	0,88%	105.071	5,94%
BNDES	17.060	0,96%	1.743	0,10%	18.803	1,06%
BNDES Ativo Regulatório	53.198	3,01%	230.955	13,06%	284.153	16,07%
Eletrobrás	7.811	0,44%	32.849	1,86%	40.660	2,30%
Derivativos - Devedor	100.569	5,69%	-	0,00%	100.569	5,69%
Empréstimos de Mútuos	49.865	2,82%	26.315	1,49%	76.180	4,31%
Moeda Estrangeira	290.959	16,46%	851.566	48,17%	1.142.525	64,62%
Instituições Financeiras	224.782	12,71%	73.471	4,16%	298.253	16,87%
Empréstimos de Mútuos	66.177	3,74%	778.095	44,01%	844.272	47,75%
Dívida Bruta	608.921	34,44%	1.159.040	65,56%	1.767.961	100,00%

Da dívida bruta de longo prazo no montante de R\$1.159.040 mil em 31 de dezembro de 2003, R\$354.630 mil são dívidas contratadas junto a terceiros que têm a seguinte disposição de vencimento:



Com relação à origem das fontes, a posição de 31 de dezembro de 2003 demonstra que 52,06% dos financiamentos foram contratados junto às empresas ligadas. Em 31 de dezembro de 2003, a dívida total indexada à variação cambial correspondeu a 64,62% da dívida bruta (equivalente a US\$ 395.447 mil). Entretanto, em função das diversas operações de proteção US\$ x CDI realizados, 52,09% ou R\$ 595.171 mil (US\$ 205.999 mil) da dívida em moeda estrangeira estão protegidos contra a desvalorização do real (proteção de 67,20% para as dívidas em moeda estrangeira com terceiros e 46,76% para os mútuos em moeda estrangeira).

Ressalta-se que o empréstimo “BNDES Ativo Regulatório” foi recebido no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico, decorrente do programa de racionamento de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. A fonte de recursos para a amortização desse empréstimo é proveniente da Recomposição Tarifária Extraordinária, onde a Emissora foi contemplada com um aumento da sua tarifa de fornecimento em 2,9% para a classe residencial (exceto baixa renda), rural e iluminação pública e de até 7,9% para as demais classes, válida por 112 meses ou até abril de 2011 na CERJ e por 76 meses ou até abril de 2008 na COELCE.

Com o objetivo de se atingir um melhor equilíbrio econômico-financeiro e para prover a continuidade dos planos de investimentos, dois dos acionistas controladores realizaram dois aportes de capital em 2002 num total de R\$630.837 mil na CERJ Controladora, dos quais R\$260.837 mil por conversão de debêntures detidas pelos acionistas Endesa Internacional S.A. e Luz de Rio Ltda em julho de 2002 e R\$370.000 mil por capitalização de empréstimos de mútuos, por esses mesmos acionistas, em dezembro de 2002.

Por fim, dando continuidade ao plano de melhorar a estrutura de capital, em dezembro de 2003 ocorreu uma nova proposta de aumento de capital no valor de R\$710.000 mil, por meio de uma conversão de empréstimos entre a CERJ Controladora e empresas ligadas, demonstrando uma vez mais, a confiança dos acionistas controladores no País e no segmento de atuação. A proposta de capitalização foi aprovada em Assembléia Geral Extraordinária em 8 de janeiro de 2004, tendo sido efetivada em fevereiro de 2004.

7.3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DO ÚLTIMO EXERCÍCIO, INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS E EVENTOS SUBSEQUENTES

As demonstrações financeiras, com os respectivos pareceres dos auditores independentes e relatórios da administração, relativas aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2001, 2002 e 2003 e trimestres encerrados em 31 de março de 2003 e 2004, encontram-se anexas à este Prospecto.

Exceto por operações e eventos ocorridos no curso normal dos negócios e pela operação descrita a seguir, não ocorreu qualquer evento relevante após 31 de março de 2004.

Em 26 de maio de 2004 e 04 de junho de 2004, o BNDES liberou as duas primeiras parcelas do empréstimo para compensação do adiantamento da CVA, conforme mencionado no item 8.1.3 - Ações do Governo Federal para Reembolso às Concessionárias de Eletricidade - deste Prospecto, nos valores de aproximadamente R\$47.8 milhões e R\$28,8 milhões, respectivamente.

7.4. CAPITALIZAÇÃO

A tabela abaixo apresenta o endividamento e a capitalização total da CERJ em bases não consolidadas, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2002, 2003 e em 31 de março de 2004. Adicionalmente, foi inserida uma coluna ("03/2004 Ajustado 1") para refletir o efeito *pro forma* da emissão e colocação de 100% das Debêntures.

Capitalização - R\$ Mil	2001	2002	2003	03/2004	03/2004 Ajustado ¹
Ativos Financeiros ² (A)	594.618	951.227	673.295	702.063	702.063
Total Empréstimos e					
Financiamentos ² (B)	1.849.789	2.111.923	1.977.638	1.296.589	1.296.589
- Curto Prazo	373.960	406.703	479.637	494.360	200.360
- Longo Prazo	1.475.829	1.705.220	1.498.001	802.229	1.096.229
Endividamento Líquido (C) = (B) - (A)	1.255.171	1.160.696	1.304.343	594.526	594.526
Patrimônio Líquido (D)	186.932	433.434	352.470	1.059.101	1.059.101
Capitalização Total (E) = (C) + (D)	1.442.103	1.594.130	1.656.813	1.653.627	1.653.627

¹ Ajustado para refletir a aplicação dos recursos obtidos na presente oferta no valor de R\$ 294.000 mil.

² Inclui as contas a receber e a pagar de Empréstimos de Mútuos e Operações de Derivativos

VIII - INFORMAÇÕES RELATIVAS À EMISSORA

8.1. INFORMAÇÕES RELATIVAS AO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

8.1.1. Concessão

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, uso e venda de energia elétrica poderão ser promovidos diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões e autorizações. As companhias ou consórcios que busquem construir ou operar uma instalação de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer concessão ou autorização da ANEEL, segundo cada caso. As concessões conferem direitos exclusivos de gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em determinada área por prazo especificado, de modo geral, 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão e distribuição¹.

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 matéria.

Com o intuito de reordenar a posição do Governo Federal na economia na década de 90, foi instituído o Programa Nacional de Desestatização (PND), por meio do qual certas empresas controladas direta ou indiretamente, pela União e pelos Estados, incluindo aquelas do setor de energia elétrica, na sua maioria empresas distribuidoras, foram transferidas à iniciativa privada.

Mudanças na legislação foram introduzidas em 1993, com a edição da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, abolindo o conceito de retorno garantido e a exigência de que as tarifas de eletricidade fossem uniformes em todo o Brasil. Em contrapartida, cada concessionária teve que propor estrutura de tarifas com base em suas circunstâncias particulares para aprovação por parte das autoridades regulatórias federais. A tarifa proposta deveria ser calculada levando-se em conta o nível de remuneração desejado pela concessionária bem como, entre outras coisas, dispêndios operacionais, inclusive, custos com pessoal, os custos de eletricidade adquirida de outras concessionárias, certos custos de construção, encargos de depreciação e amortização, impostos, que não impostos de renda, e demais encargos. Essa legislação aboliu as Contas de Resultados a Compensar (CRC) e permitiu que concessionárias com saldos positivos desta conta compensassem esses saldos com obrigações dessas concessionárias para com o Governo Federal, instituições financeiras federais e demais concessionárias do setor elétrico. No que diz respeito a essas reformas regulatórias, as autoridades concederam a concessionárias elétricas aumentos significativos de tarifa real e estabeleceram mecanismo de ajustes automáticos de tarifas para fazer face à inflação.

Posteriormente, o Governo Federal, através da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei de Concessões”) e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, procedeu à ampla reforma no setor elétrico no passado recente. Em termos genéricos, essas medidas visaram a delegar autoridade regulatória a agências independentes, aumentando o papel de empresas privadas (inclusive investidores estrangeiros) na geração e distribuição de eletricidade e aumentando a concorrência no setor. Esses acontecimentos acarretaram profundas mudanças no cenário normativo e concorrencial do setor elétrico.

¹ Vale ressaltar, no entanto, que o Contrato de Concessão 005/96-CERJ, em sua Cláusula Terceira, determina que o prazo estabelecido para esta concessionária é de 30 anos, podendo esse prazo ser prorrogado, segundo estabelecido na primeira subcláusula..

A legislação do setor elétrico tratou da questão da renovação de concessões existentes ao estabelecer que as concessões existentes poderiam ser prorrogadas pelos seguintes prazos: (i) para concessionárias de geração, 20 anos com início no final da atual concessão ou 35 anos para usinas de geração que ainda não tenham sido concluídas; (ii) para concessões de distribuição, (a) até 20 anos (com início em 8 de julho de 1995); ou (b) por prazo igual ao período remanescente mais longo em relação às concessões a serem reagrupadas (prevalecendo o que for mais longo); e (iii) para concessões de transmissão, o mesmo período que das concessões de geração ou distribuição que a elas se refiram. As concessões existentes poderão ser prorrogadas desde que requerimentos para sua prorrogação sejam (i) apresentados dentro dos prazos especificados na legislação do setor elétrico; (ii) aceitos pelo Governo Federal; e (iii) formalizados por meio de novo contrato de concessão. As concessões para projetos que estejam atrasados poderão ser prorrogadas pelo prazo necessário à amortização do investimento (porém, em hipótese alguma, por mais de 35 anos) desde que seja fornecido um plano de conclusão e seja prestado compromisso no sentido de que, no mínimo, um terço do financiamento seja concedido pelo setor privado.

De acordo com o Decreto nº 1717/95, o pedido de renovação de concessão deverá ser submetido a ANEEL e deverá estar acompanhado de demonstrativo de custos para exploração da concessão e de documentos comprobatórios da qualificação jurídica, técnica, financeira e administrativa da concessionária. Ademais, a concessionária deverá demonstrar o integral cumprimento de suas obrigações para com entes públicos, obrigações fiscais, obrigações previdenciárias e obrigações decorrentes de outros compromissos firmados com entidades da administração pública federal e/ou decorrentes da exploração do serviço de energia elétrica. A concessionária também deverá proceder ao pagamento da remuneração financeira pela exploração de recursos hídricos.

A legislação brasileira exige que a outorga de qualquer concessão de serviços públicos seja precedida de processo licitatório. Sempre que uma concessão for objeto de licitação, a ANEEL publicará edital de licitação, que deverá conter certas informações, inclusive: (i) a finalidade da concessão, sua duração e objetivos; (ii) descrição das qualificações necessárias à adequada prestação dos serviços cobertos pela concessão; (iii) os prazos finais para apresentação de propostas; (iv) os critérios utilizados para seleção do vencedor; e (v) relação dos documentos necessários para estabelecer a capacidade técnica, financeira e jurídica do licitante. As companhias interessadas na licitação deverão apresentar suas propostas de acordo com o edital. As companhias deverão apresentar propostas isoladamente ou em consórcio. A ANEEL tem determinado o vencedor com base, de modo geral, no maior valor pago ao Governo Federal como contraprestação pelo recebimento da concessão e no caso de licitações para projetos de transmissão, a determinação da ANEEL tem com base, via de regra, a receita requerida mais baixa.

As concessionárias não poderão transferir, vender ou ceder certos ativos sem o consentimento prévio por escrito da ANEEL. A compra e venda de energia pelos “agentes comercializadores autorizados do mercado livre” de energia, a importação e exportação de energia e a negociação de energia excedente pelos autoprodutores de energia estão sujeitas à aprovação prévia da ANEEL.

Cisões, fusões, incorporações e reestruturações de concessionárias exigem a aprovação prévia da ANEEL. As concessionárias poderão utilizar terrenos públicos ou sujeitar imóveis de particulares necessários ao desenvolvimento de projeto a processo de desapropriação.

Antes de 1997, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo MME que atuava por intermédio do DNAEE. O DNAEE possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas. A principal competência regulatória do setor atualmente foi delegada à agência independente, ANEEL, que foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e

estabelecida em outubro de 1997. A ANEEL é responsável por (i) deliberar em licitações e contratos para concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade; (ii) determinar métodos de revisão de tarifas e fixação de tarifas; (iii) supervisionar e fiscalizar as atividades de concessionárias de eletricidade; (iv) editar regulamentos para o setor elétrico de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Governo Federal; (v) planejar, coordenar e desenvolver estudos sobre recursos hídricos; (vi) solucionar disputas administrativas entre agentes do setor de energia; (vii) editar regulamentos de defesa da concorrência e monitorar o cumprimento de leis de defesa da concorrência; e (viii) impor multas em decorrência da violação de lei e quebra de contrato.

No passado, a construção de novas instalações de geração e o nível de produção permitiram que instalações existentes ficassem sujeitas à regulamentação de dois comitês coordenados pela Eletrobrás, que eram compostos de representantes de cada uma das principais concessionárias. Esses comitês eram responsáveis pela elaboração e revisão periódica de planos que estabeleciam o número, localização, capacidade de geração e cronogramas de construção de usinas a serem construídas em cada região. Os contratos de fornecimento entre as companhias de eletricidade em determinada região baseavam-se em esquema de alocação estabelecido pelos comitês.

Em 1996, foi escolhido um consórcio pelo MME e a Eletrobrás para conduzir um estudo sobre a reforma do setor elétrico no Brasil. O objetivo dessa reforma era concentrar as atividades do Governo Federal em matérias regulatórias e transferir as responsabilidades de operação e investimento ao setor privado, permitindo a introdução da concorrência no setor.

Em agosto de 1997 foi criado o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”). O CNPE recomendou ao Presidente da República a instituição de política energética a fim de: (i) promover o aproveitamento racional das fontes de energia brasileiras; (ii) garantir o fornecimento de energia às áreas mais remotas do país; e (iii) estabelecer diretrizes para regular o uso de gás natural, álcool, carvão e energia termonuclear.

Como parte da tentativa do Governo Federal anterior de promover investimentos privados, incentivar a eficiência, reduzir seu papel no setor elétrico brasileiro e aumentar o nível de concorrência no setor, um novo sistema regulatório, introduzido pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, começou a ser desenvolvido. Os objetivos do novo sistema regulatório incluíam:

- separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização);
- criação do MAE instituído pelo Governo Federal em maio de 1998 por meio do Acordo de Mercado (contrato padrão que foi aprovado em janeiro de 1999 pela ANEEL e implementado em agosto de 2000 pela Resolução nº 290, o qual estabeleceu normas de negociação, alocou custos e previu mecanismos de solução de litígios entre os agentes de mercado) visando à liquidação e contabilização de contratos de fornecimento de energia bilaterais de longo prazo e mercado à vista de curto prazo fundado, em última instância, no custo marginal de operação;
- instituição do ONS entidade sem fins lucrativos criada para coordenar e controlar operações de geração e transmissão do sistema interligado. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: planejamento de operações de geração, organização do uso de sistema de eletricidade interligado nacional e interligações internacionais, garantia de acesso de todos os agentes do setor à rede de transmissão de maneira não discriminatória e contribuição para a expansão dos sistemas de eletricidade a baixos custos com vistas à melhoria das condições operacionais no futuro;
- estabelecimento de certas restrições de concentração a titularidade nas áreas de geração e distribuição;

- a nomeação do BNDES como “agente financeiro” do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração;
- a instituição da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (“ASMAE”), entidade que administra o MAE e que, desde setembro de 2000, é responsável por sistema baseado na Internet que recebe ofertas de energia, contratos e leituras de medidores de organizações participantes e promove as liquidações do mercado. A ASMAE também desempenha as seguintes funções: manutenção das informações de participantes; administração; cálculo de multas; pré-faturamento; e publicação e informações de fixação de preços e negociação por intermédio de portal da web.

Ademais, a administração e supervisão da aplicação das normas do Acordo de Mercado são desempenhadas pelo Comitê Executivo do Acordo de Mercado que é composto de representantes eleitos pelos signatários do referido Acordo.

Devido a problemas na administração da ASMAE, em razão de litígios referentes à instituição de procedimentos para prestação de contas e liquidação de operações sendo conduzidas no mercado, a ANEEL, através da Resolução nº 162, de 20 de abril de 2001, estipulou que as funções da ASMAE exigem autorização e supervisão da ANEEL. Além disso, a ANEEL mudou a estrutura da ASMAE em relação ao seu Comitê Executivo. Esta foi a primeira intervenção da ANEEL no mercado.

Em 15 de maio de 2001, em resposta ao baixo volume de chuvas em 2000 e no começo de 2001, bem como o acentuado crescimento na demanda de energia, o Governo Federal anunciou um programa de racionamento e editou a Medida Provisória nº 2.147, cuja numeração foi alterada para nºs. 2.148, 2.152 e, por último, 2.198-5, criando assim a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (“GCE”), cujo principal objetivo era o de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. A GCE decretou diversas medidas a fim de solucionar o problema da crise de energia.

As medidas propostas pelo GCE incluíram o início de um processo de revitalização para o setor de energia. Seguindo o início deste processo, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 29, de fevereiro de 2002, autorizando a criação de um novo MAE para substituir a ASMAE como administrador do mercado. Esse novo MAE foi criado na forma de uma entidade privada para atuar sob a autorização e supervisão da ANEEL. Esse novo mercado, ao contrário do anterior, não será mais auto-regulamentado, uma vez que suas convenções, normas e procedimentos serão regulamentados pela ANEEL.

A implementação do novo MAE começou em 1 de março de 2002, através da Resolução nº 103 da ANEEL, que autorizou o seu estabelecimento e da Resolução nº 102, que aprovou a sua convenção, mas manteve os direitos e obrigações acumuladas pelas operações realizadas sob as normas do antigo mercado (Acordo de Mercado e Resolução nº 290 da ANEEL, de agosto de 2000).

A GCE foi extinta pelo Decreto Presidencial nº 4.261, de 06 de junho de 2002, e seu acervo documental foi transferido para o novo órgão criado por esse mesmo dispositivo legal: a Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE, integrante do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Em 13 de dezembro de 2002, foi publicado no Diário Oficial da União o Decreto nº 4.505/2002, que estendeu a ação do CNPE a todo setor energético, com a criação da Câmara de Gestão do Setor Energético - CGSE.

Em 02 de dezembro de 2002, foi publicada a Resolução ANEEL nº 665, que estabelece as condições para celebração de contratos distintos para a conexão, para o uso do sistema de transmissão e distribuição e para compra e venda de energia elétrica com consumidores responsáveis por unidades consumidoras do Grupo A (unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo), atendidas por concessionárias ou permissionárias de serviço público de energia elétrica. Os contratos de fornecimento de energia elétrica até então vigentes deverão ser substituídos por contratos distintos para a conexão e o uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia elétrica, respectivamente. Contrato de Conexão de Distribuição - CCD, Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, Contrato de Conexão de Transmissão - CCT, Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e, por fim, Contrato de Compra e Venda de Energia - CCE. Tais contratos deverão ser firmados: (i) até 1 de Julho de 2003 - para contratos de demanda contratada maior que 3 MW; (ii) até 1 julho de 2004 para contratos de demanda contratada maior que 1 MW e (iii) até 1 de julho de 2005 para todos os consumidores.

8.1.1.1. Tarifas

As tarifas das distribuidoras de energia elétrica estão sujeitas a 3 (três) diferentes mecanismos de recomposição: (i) o reajuste anual; (ii) a revisão extraordinária; e (iii) a revisão ordinária.

O reajuste anual é baseado numa fórmula paramétrica de preços, calculada pela aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (“IRT”), o índice de taxa de ajuste, sobre as tarifas correntes. Na aplicação da IRT a receita bruta da concessionária será dividida em duas parcelas: (i) Parcela A, representando custos não gerenciáveis pela companhia; e (ii) Parcela B, representando a receita remanescente, excluído o ICMS e após a dedução da parcela A.

A fórmula paramétrica aplicável às revisões e reajustes das tarifas que as distribuidoras de energia elétrica praticam para seus consumidores cativos é representada pela fórmula abaixo:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA} + \text{VPB} (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

Onde:

IRT é o índice de ajuste de tarifa;

VPA representa os custos da Parcela A, que são os custos não gerenciáveis da companhia, como o custo de eletricidade adquirida para revenda, custos associados ao uso de recursos hidrelétricos, combustível, contribuições ao Fundo RGR (um fundo de reserva criado pelo Congresso Nacional que prevê a compensação de companhias de eletricidade para certos ativos usados em relação às suas concessões se suas concessões forem revogadas), etc.;

VPB representa a receita remanescente, excluído o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e sobre a Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (“ICMS”), após a dedução da Parcela A;

IVI corrige o VPB da companhia de acordo com a taxa de inflação tomando por base o IGP-M, um índice similar ao índice de preços do varejo;

X é um fator utilizado para mensurar aspectos relacionados aos ganhos de produtividade da concessionária decorrentes de economias de escala (Xe), a satisfação do consumidor (Xc) e a diferença entre a elevação de renda dos trabalhadores da economia formal brasileira e o IVI

aplicado sobre a VPB (Xa). Este fator poderá aumentar ou diminuir o IVI. O fator X é calculado a cada cinco anos, e os fatores Xc e Xa com periodicidade anual, sendo que o primeiro cálculo de todos esses componentes ocorrerá em 2004; e

RA é a receita anual considerada no reajuste/revisão anterior, excluído o ICMS, da companhia.

A revisão extraordinária pode ocorrer a qualquer tempo. Esta revisão é garantida pelo artigo 9º, parágrafo 3º da Lei nº 8.987/95 e pelo Contrato de Concessão, e estabelece que a concessionária é responsável pelo requerimento da revisão das tarifas, a fim de manter o equilíbrio econômico e financeiro, na ocorrência de mudanças relevantes dos custos da concessionária, incluindo modificações das tarifas para compra de energia elétrica, cobranças pelo uso de conexão e sistema de transmissão, e aumento de taxas relacionadas a operação da concessionária, exceto tributos relacionados à renda.

A revisão ordinária ocorrerá a cada 5 anos², através de processo público com a participação da distribuidora de energia elétrica e partes interessadas, e pode ocasionar o aumento ou diminuição das tarifas. Esta revisão leva em consideração as mudanças na estrutura de custo e no mercado da concessionária, o nível das tarifas em companhias similares, no Brasil e no exterior, a simulação da eficiência e a moderação das taxas. Neste processo, a ANEEL estabilizará o valor X contido na fórmula paramétrica para subtrair ou adicionar a variação do IRT.

Os reajustes anuais estão regulamentados pela Resolução ANEEL nº 270/98, que estabelece que os concessionários de serviço público de distribuição de energia elétrica deverão protocolar na ANEEL a solicitação de reajuste de tarifas com antecedência mínima de 30 dias em relação à data de reajuste prevista no contrato de concessão. Especificamente no caso da CERJ, a data prevista para o reajuste anual é 31 de dezembro de cada ano.

No que tange à revisão ordinária, cabe informar que a CERJ teve sua primeira revisão no ano de 2003, na qual foi estabelecido que um dos componentes do X (cabe salientar que o fator X virá a ser aplicado sobre a tarifa somente a partir de 31 de dezembro de 2004), no caso o Xe, tem um percentual de 1,29%, com um reajuste de 15,52% da sua tarifa.

De acordo com o parágrafo 1º do artigo 1º da Resolução ANEEL nº 726, de 24 de dezembro de 2003, o índice de reajuste acima é provisório, “devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 493, de 4 de setembro de 2002.” Esse percentual foi calculado de acordo com a metodologia proposta na Nota Técnica nº 230/2003/SRE/ANEEL, levando em consideração preliminarmente, a tarifa necessária para a obtenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Obsta ressaltar que, de acordo com a manifestação da CERJ referente a Audiência Pública 039/2003, em 7 anos de gestão desta concessionária, a redução de perdas comerciais foi de apenas 2 pontos percentuais. Os índices de perda encontram-se, ainda segundo o referido trabalho, em torno de 25%, enquanto a inadimplência, de 3%, valores estes que são elevados quando comparados à média nacional. Isto porque, conforme constatado pelo estudo feito pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e a Fundação Getúlio Vargas (FGV), o Rio de Janeiro é o estado que apresenta a maior complexidade social, o que associado ao entorno regulatório, legal e de políticas de estado, não contribuem para a administração desses problemas.

No caso da CERJ, a 1ª Revisão Ordinária ocorreu em 31 de dezembro de 2003, 7 anos após a assinatura do Contrato de Concessão

Por fim, vale destacar que o valor utilizado para X, de 1,29%, é provisório, parcial, ainda não é aplicado sobre as tarifas e será complementado posteriormente.

8.1.1.2. Encargos Regulatórios

As companhias distribuidoras de energia elétrica são indenizadas por certos ativos utilizados em razão das concessões na hipótese de a concessão ser revogada ou deixar de ser renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou o Fundo RGR, um fundo de reserva destinado a prover recursos a essa indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança da quota da RGR que exige que companhias de eletricidade do setor público façam recolhimentos mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual igual a 2,5% do ativo imobilizado líquido em operação, não devendo exceder 3% da receita operacional total de qualquer exercício. Nos últimos anos, virtualmente nenhuma concessão, desde que o respectivo contrato de concessão tenha sido celebrado, foi revogada ou deixou de ser renovada, e o Fundo RGR foi utilizado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. Prevê-se a expiração do Fundo RGR em 2010, o que resultaria em diminuição da tarifa para os consumidores.

O Governo Federal impôs quota aos produtores independentes de energia (“PIE”) similar à quota cobrada das companhias de geração do setor público no que respeita ao fundo RGR. Os PIEs estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público, a partir de uma data estipulada até o final do prazo da concessão. A Eletrobrás recebeu os pagamentos deste fundo até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos subsequentes foram agora efetuados diretamente ao Governo Federal.

As concessionárias fornecedoras de energia aos consumidores finais estão, também, obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível ou Conta CCC. A Conta CCC foi criada em 1973 para gerar reservas financeiras para cobrir custos de combustíveis fósseis em usinas térmicas dos sistemas isolados. As usinas térmicas têm custos operacionais marginais mais elevados do que as usinas hidrelétricas. Cada concessionária de energia elétrica está obrigada a contribuir anualmente para a Conta CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário às usinas térmicas para o ano subsequente. A Eletrobrás administra a Conta CCC. A Conta CCC, por sua vez, reembolsa companhias de geração por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas térmicas.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal estabeleceu a eliminação gradual da Conta CCC. Os subsídios da Conta CCC serão progressivamente eliminados no prazo de três anos com início em 2003 para usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas termelétricas construídas após essa data não terão direito a subsídios da Conta CCC. A proteção de riscos hidrológicos para usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada está atualmente sendo fornecida por meio de Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE. O MRE assegurará que, sob condições operacionais normais, as usinas hidrelétricas receberão a energia associada à sua energia garantida mediante alocação de geração das que possuem superávit àquelas deficitárias.

A Lei nº 9.648/1998, no seu artigo 11, trouxe importantes alterações, estabelecendo, inclusive, que as termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que iniciaram suas operações após 06 de fevereiro de 1998, não fariam jus aos benefícios da sistemática de rateio do ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis.

Já para as usinas termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas interligados, em operação em 06 de fevereiro de 1998, foi mantida temporariamente a aplicação da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis, na forma a ser regulamentada pela ANEEL. Essa regulamentação ocorreu através da Resolução no 261/1998 onde, inclusive, previu a redução dos benefícios para ser iniciada em 2003 com 25%, 2004 com 50% e em 2005 com 75% de redução, ficando extinta nos anos seguintes.

Para os sistemas isolados essa mesma lei manteve a sistemática de rateio do custo do consumo de combustíveis para geração de energia elétrica, inicialmente pelo prazo de quinze anos, que foi alterado para vinte anos pelo artigo 11 da Lei nº 10.438/2002.

O parágrafo 4º daquele artigo, regulamentado pela Resolução ANEEL no 784, de 24 de dezembro de 2002, assegurou que, obedecido ao prazo de 20 anos e demais normas regulamentares expedidas pela ANEEL, sub-rogar-se-ão no direito de usufruir a sistemática de rateio do custo de combustíveis, o titular de concessão ou autorização para empreendimentos que venham a ser implantados em sistema elétrico isolado, que venha a substituir a geração termelétrica que utilize derivado de petróleo, ou desloque sua operação para atender os incrementos do mercado.

O direito adquirido à sub-rogação independe das alterações futuras da configuração do sistema isolado, inclusive sua interligação a outros sistemas ou a decorrente de implantação de outras fontes de geração.

As condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta CCC, na forma acima disposta, foram regulamentados pela ANEEL através da Resolução no 245/1999 que havia regulamentado anteriormente o artigo 11 da Lei nº 9.648/1998.

Em abril de 2002, o Governo Federal criou a Conta de Desenvolvimento Energético, ou conta CDE. A Conta CDE foi criada para melhorar o desenvolvimento das distribuidoras de energia elétrica de eletricidade nos estados e promover fontes alternativas de energia. Os recursos da Conta CDE decorrem de (i) uso de bem público, (ii) multas impostas pela ANEEL; e (iii) uma porcentagem do pagamento anual devido por agentes que negociam com consumidores finais. Entre outras coisas, os recursos da Conta CDE são utilizados para cobrir a cota de uso de combustível em certas usinas termelétricas. A Eletrobrás administra a Conta CDE, que terá a duração de 25 anos.

Todas as concessionárias hidrelétricas no Brasil estão obrigadas a pagar tarifas a Estados e Municípios brasileiros pelo uso de recursos hidrológicos. Esses valores tomam por base o valor de energia gerada por cada concessionária e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou reservatório da usina esteja localizado.

A ANEEL também cobra uma taxa de agentes e concessionárias que prestam serviços de energia elétrica. Essa taxa é denominada Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE. A TFSEE foi criada de acordo com a Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual realizado pelo agente ou concessionária. A determinação do “benefício econômico” tem como base a capacidade instalada de concessionárias de geração e transmissão autorizadas ou faturamentos anuais das concessionárias de distribuição.

8.1.2. Restrições e Racionamento

O baixo volume de chuvas, no ano de 2000 e no começo de 2001, e o crescimento acentuado da demanda de energia elétrica resultaram em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas de geração do Brasil. Em resposta a essas condições, a GCE divulgou sua primeira Resolução em 16 de maio de 2001, determinando que as concessionárias de distribuição de energia elétrica no sudeste do Brasil deveriam se abster de (i) fornecer o serviço de distribuição de energia elétrica a novos usuários (exceto consumidores residenciais e rurais); (ii) de aumentar a demanda de usuários existentes; (iii) fornecer energia elétrica para eventos, tais como festivais, circos e eventos esportivos noturnos e para uso ornamental e de publicidade. A resolução também exigia a redução de no mínimo 35% no fornecimento de iluminação em espaços públicos. O Decreto Presidencial nº 3.818 exigiu que o Governo Federal reduzisse seu consumo de energia elétrica.

Adicionalmente, em 18 de maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas para os consumidores de energia elétrica. As medidas de racionamento de energia foram impostas a consumidores industriais, comerciais e residenciais nas áreas mais industrializadas e densamente populosas a partir de 1 de junho de 2001. Essas medidas determinavam que os consumidores residenciais reduzissem o seu consumo de energia elétrica em um quinto do consumo médio residencial durante maio, junho e julho de 2000. Consumidores industriais e comerciais deveriam reduzir seu consumo, respectivamente, em 15% e 25% da média de consumo no mesmo período anteriormente mencionado. O Governo Federal também estabeleceu que consumidores residenciais que não reduzissem seu consumo para a meta estipulada sofreriam penalidades, na forma de sobretaxa de 200% da tarifa de energia elétrica enquanto que os consumidores que reduzirem seu consumo de acordo com as reduções determinadas receberiam pagamentos como recompensa com base na medida de sua redução no consumo. Esses pagamentos seriam efetuados com os recursos dos fundos das sobretaxas cobradas dos consumidores descritos acima. Os consumidores de todas as classes que deixassem de reduzir o consumo conforme as quantias especificadas também poderiam estar sujeitos a suspensão do fornecimento de energia elétrica. As medidas de racionamento de energia foram finalmente suspensas em 28 de fevereiro de 2002.

Como resultado da suspensão das medidas de racionamento, o Governo Federal extinguiu, por meio do Decreto nº 4.261, de 6 de junho de 2002, o GCE e criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico ou CGSE, para substituir a GCE na função de coordenar as medidas de revitalização do setor elétrico e dar suporte ao Governo Federal nos assuntos referentes a essa área.

8.1.3. Ações do Governo Federal para Reembolso às Concessionárias de Eletricidade

Em 17 de outubro de 2001, o Governo Federal, mediante o Ato do Executivo nº 4, aprovado pela Lei nº 10.310, de 22 de novembro de 2001, determinou que as concessionárias de distribuição de energia elétrica fossem reembolsadas pelas despesas associadas aos pagamentos de bônus a consumidores e outras despesas relacionadas, que tenham excedido as sobretaxas cobradas. A ANEEL estabeleceu os procedimentos e prazos referentes a tais reembolsos.

Em virtude das medidas de racionamento, as companhias de distribuição de eletricidade procuraram orientação em relação à aplicabilidade do Anexo V aos seus contratos iniciais. O Anexo V dos contratos iniciais foi estabelecido, a princípio, para proteger as companhias de geração durante períodos de racionamento até um determinado nível de redução das suas energias asseguradas associadas aos contratos iniciais. Ultrapassando-se esse nível, que era de 5%, se aplicaria um mecanismo de recompra onde as distribuidoras receberiam das geradoras a diferença entre o preço MAE e o preço dos contratos iniciais.

Entretanto, para as companhias de geração, o instrumento legal válido era o Acordo de Recompra que estipulava que em casos de geração insuficiente, o déficit de energia seria compensado com uma maior disponibilidade de energia até dezembro de 2002, e não com dispêndios de caixa ao preço do MAE.

Em 12 de dezembro de 2001, a Medida Provisória nº 14, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico o qual visava solucionar questões referentes ao plano de racionamento de energia, prevendo a compensação das perdas relacionadas ao racionamento de companhias de geração e distribuição de energia elétrica restaurando o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, os quais sofreram um desequilíbrio durante o período de racionamento.

Conforme os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico, o Anexo V dos contratos iniciais foi substituído por um aumento extraordinário da tarifa aplicável a consumidores finais que compensaria tanto as companhias de geração como as companhias de distribuição pelas perdas relacionadas ao racionamento. O aumento de tarifas estará em vigor por um período médio de 72 meses, a partir de janeiro de 2002 (período de 114 meses para a CERJ), conforme previsto na Resolução ANEEL nº 484/2002. A Recomposição Tarifária Extraordinária, ou RTE, estabelecida pela Lei Federal 10.438, de 26 de abril de 2002, teve por objetivo recuperar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de energia prejudicadas por perdas de receita em decorrência do racionamento. A RTE cobre também perdas financeiras decorrentes dos custos não gerenciáveis da Parcela A, de janeiro de 2001 a outubro de 2001, assim como perdas de geradores incorridas em virtude do pagamento de custos gratuitos de energia acima da tarifa média do acordo inicial.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu também que o BNDES, disponibilizaria empréstimos relativos a 90% dos montantes recuperáveis conforme o aumento de tarifa já concedidos. Os empréstimos serão amortizados durante o período de cobrança do aumento da tarifa. Em 04 de julho de 2002, a CERJ celebrou um contrato de empréstimo com o BNDES no valor principal de R\$223.591.388,00.

Posteriormente, com o fim de sanar a situação deficitária das empresas do setor elétrico criou-se o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica em parceria com o BNDES. Nesse programa está previsto que o governo liberará R\$ 3 bilhões e exigirá a renegociação de no mínimo 30% das dívidas de curto prazo (com vencimento em 12 meses) das distribuidoras. Mesmo empresas que já renegociaram dívidas de curto prazo poderão entrar no programa.

O principal objetivo do Programa é capitalização das empresas concessionárias dos serviços de distribuição de energia elétrica visando adequar o seu perfil econômico-financeiro como contrapartida da renegociação de suas obrigações de curto prazo junto aos bancos credores.

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

Está prevista, ainda, a liberação de R\$ 1,8 bilhão pelo BNDES para compensar o adiantamento da CVA. O prazo de financiamento será de 24 meses, com carência de 60 dias.

Deve-se ressaltar que, no dia 21 de outubro de 2003, a Câmara dos Deputados aprovou, com 13 emendas, a Medida Provisória nº 127 que trata do apoio às distribuidoras de energia elétrica, a qual foi convertida na Lei nº 10.762, em 11 de novembro de 2003, dispondo, por conseguinte, sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica.

8.1.4. Concorrência

Em um esforço para promover o aumento da concorrência, a ANEEL em março de 1998 estabeleceu limites à concentração de certos serviços e atividades do setor elétrico. Esses limites foram atualizados em 7 julho de 2000, por meio da Resolução nº 278/00. De acordo com esses limites, (i) nenhuma geradora poderá deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste; (ii) nenhuma distribuidora poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado do sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado do norte/nordeste; (iii) nenhuma companhia de comercialização poderá negociar mais de 20% da energia comercial final do Brasil (consumidores), 20% da energia elétrica comercial intermediária do Brasil (entre empresas), e 25% do mercado comercial total do Brasil (consumidores e empresas); (iv) nenhuma distribuidora poderá adquirir de geradora afiliada ou gerar por si mais de 30% das necessidades de energia totais de seus consumidores cativos (denominado limite de auto-contratação).

As geradoras e distribuidoras sujeitas aos limites acima são companhias ou consórcios detentores de concessões, permissões ou autorizações, conforme o caso, para gerar ou distribuir energia elétrica, ou agentes que detêm ações do grupo de controle da geradora ou distribuidora. No caso de agente, o cálculo de tais limites toma por base o número de ações ordinárias da companhia detidas pelo agente. No caso de sociedade de responsabilidade limitada, o cálculo toma por base a participação do agente no capital da companhia.

O limite de auto-contratação não se aplica (i) à energia contratada nos termos de contratos iniciais, (ii) à energia produzida por usinas hidrelétricas de pequeno porte, recursos alternativos e instalações de co-geração e (iii) às concessionárias de distribuição com um mercado que não exceda 300 GWh/ano. Além disso, em relação ao cálculo dos valores de energia para os fins do limite de auto-negociação, a energia produzida pelas seguintes entidades não deverá ser considerada até 2012: (i) usinas termelétricas que iniciaram operações em 2001 ou 2002; e (ii) usinas hidrelétricas que foram autorizadas pela ANEEL a iniciar a produção após 31 de dezembro de 2002, mas iniciaram suas operações em 2001 ou 2002. Ademais, em relação aos cálculos dos valores de energia para os fins do limite de auto-contratação, a energia produzida por usinas termelétricas que estão incluídas no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e que iniciarem operações antes de 31 de dezembro de 2004 não serão consideradas até 2014.

De acordo com as normas em vigor, durante o período de 1998 a 2005, compras e vendas de energia no âmbito do MAE ocorrerão de acordo com contratos bilaterais e contratos iniciais que especificam preços e volumes contratados aprovados pela ANEEL por seu prazo de duração integral e substituem o antigo sistema de contratos de fornecimento. A finalidade do período de transição é permitir a introdução gradual da concorrência no setor e proteger os participantes de mercado contra exposição a preços à vista potencialmente voláteis.

De 2003 a 2005, o volume de eletricidade permitida para ser comprada e vendida de acordo com os contratos iniciais será reduzida até 25% ao ano. A energia elétrica não regulamentada será comprada e vendida por meio de concessionárias de distribuição mediante leilões públicos, de

acordo com a Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei Federal nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002. A energia elétrica não regulamentada que não for comprada ou vendida mediante leilão público poderá ser comprada ou vendida mediante contratos de compra de energia elétrica com prazos inferiores a 6 meses. A energia elétrica não regulamentada que não for comprada ou vendida por meio de leilão público ou contratos de compra de energia elétrica com prazos limitados poderá ser comprada no MAE. Durante esse período, o volume total de energia comprada ou vendida de acordo com leilão público ou contrato de compra de energia elétrica com prazo limitado não poderá ser superior a 5% do mercado de energia elétrica de concessionárias de serviço público em qualquer mês.

A fim de evitar expor os consumidores finais à volatilidade dos preços de mercado, a legislação da ANEEL prevê que distribuidoras deverão possuir 95% da energia elétrica contratada a consumidores finais garantida pela energia de outras usinas próprias ou de contratos de compra de energia elétrica. Além disso, 85% da energia garantida por contratos de compra de energia deverão ser garantidos por contratos de compra de energia com prazos não inferiores a dois anos.

O MAE é responsável pelo registro de qualquer contrato de compra de energia elétrica celebrado entre agentes que participam do MAE. Qualquer diferença entre o volume de energia contratada registrado no MAE e a energia efetivamente comprada ou vendida representará o preço à vista do MAE. O preço à vista do MAE é definido, de acordo com as normas do MAE aprovadas pela ANEEL, mediante uma metodologia de preço que considera diversos fatores, inclusive restrições de transmissão e fatores de perda. Por terem seus contratos de compra de longo prazo registrados no MAE, cada distribuidora garante que as compras de energia elétrica necessária para cumprir suas obrigações serão realizadas a preço fixo, evitando, dessa forma, a volatilidade do mercado (exceto em relação a quaisquer diferenças entre o volume de energia registrada e a energia efetivamente comprada ou vendida).

Até dezembro de 2002, as regras do MAE não se aplicavam à eletricidade gerada por ITAIPU. A eletricidade gerada por ITAIPU foi comprada mediante contratos específicos celebrados entre concessionárias que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil, e Furnas ou Eletrosul.

Desde janeiro de 2003, de acordo com o Decreto nº 4.500, de 27 de dezembro de 2002, a Eletrobrás tornou-se o Agente Comercializador de ITAIPU. O compromisso de comprar e revender a eletricidade de ITAIPU para concessionárias de distribuição anteriormente detidas por Furnas e Eletrosul foi transferido para a Eletrobrás. A fim de acomodar as regras do MAE, ITAIPU será considerada uma participante do MRE, e Eletrobrás, como agente comercializador de ITAIPU, será a entidade responsável pela conta das transações do MAE que resultarem do MRE.

8.1.5. A Lei nº 10.438/2002 e suas inovações

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, também trouxe para o setor elétrico Brasileiro, algumas novidades, tais como: o estabelecimento de diretrizes para o enquadramento de consumidores na Subclasse Residencial Baixa Renda; criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”); previsão da recomposição tarifária extraordinária, com vistas a ressarcir as distribuidoras com as perdas provenientes do Racionamento; criação da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) e a Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica.

8.1.5.1. Baixa Renda

Com relação à Subclasse Residencial Baixa Renda enquadra-se nessa categoria, todo consumidor com consumo inferior a 80 Kwh e aqueles que, atendendo determinados critérios tiverem consumo mensal entre 80 e 220 Kwh. Para essa classe de consumidor, são assegurados alguns benefícios, como uma energia mais barata, ausência de cobrança de encargos, tais como o Encargo de Capacidade Emergencial - ECE, o custo de disponibilidade do sistema, etc.

Para fazer frente aos custos dependidos pelas distribuidoras no atendimento destes consumidores, o Decreto nº 4.538/2002, estabeleceu que seriam utilizados recursos provenientes da Reserva Global de Reversão (RGR), administrado pela Eletrobrás, com repasse da respectiva subvenção econômica às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A ANEEL é responsável por homologar o montante da subvenção econômica até o dia 20 do mês subsequente ao mês de competência, devendo a Eletrobrás liberar os recursos em até 15 (quinze) dias contados dessa homologação.

As disposições da Lei nº 10.438/2002, na parte em que se refere à Subclasse Residencial Baixa Renda, foram reguladas pela ANEEL por meio das Resoluções nos. 514/2002, 41/2003, 116/2003, 136/2002, 246/2003, 308/2003, 441/2003, 459/2003 e 694/2003.

Atualmente, cerca de 830 mil clientes da CERJ estão sendo atendidos pelo Programa de Baixa Renda, sendo 520 mil consumidores definitivamente classificados como baixa renda devido ao seu consumo mensal de 80 KWh. Os demais, com consumo entre 80 e 220 KWh/mês, gozam desta prerrogativa, de acordo com a Resolução ANEEL nº 694/2003, até o dia 31 de julho de 2004. Nesta data, segundo disposto no parágrafo 1º do artigo 2º da Resolução ANEEL nº 044 de 26 de fevereiro de 2004, “... o responsável pela unidade consumidora deverá estar inscrito no Cadastro Único do Governo Federal e enquadrar-se nas condições que o habilitem a ser beneficiário do Programa Bolsa Família...”, sob pena de, assim não fazendo, perder seu direito a este benefício.

Tendo em vista existirem, ainda, cerca de 300 mil consumidores na classe residencial monofásica, com consumo inferior a 220 kWh/mês, acredita-se que algum percentual desses clientes possa vir a ser inserido no Programa de Baixa Renda, por atenderem as novas regulamentações. Portanto, a expectativa é que o número de clientes alcançados pelo subsídio do programa em questão mantenha-se ou aumente.

Em 19 de fevereiro de 2004 a Procuradoria Geral do Estado propôs uma Ação Civil Pública em face do Governo Federal e da ANEEL, a pedido das secretarias estaduais de Energia, Indústria Naval e Petróleo e de Justiça e Direitos do Cidadão. O pedido de liminar foi conferido pela Justiça Federal, assegurando aos consumidores incluídos na faixa de consumo entre 80 e 220 kWh/mês o direito de manter o benefício da tarifa social de baixa renda, que seria extinta no mês de março. Ressalte-se que a Resolução Normativa ANEEL nº 044/2004, que prorroga o prazo para os consumidores se inscreverem nos programas de baixa renda do Governo Federal, isto é, de 29 de fevereiro de 2004 para 31 de julho deste mesmo ano, foi publicada em 27 de fevereiro de 2004, ou seja, 8 dias após o deferimento da liminar supra.

8.1.5.2. CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi criada pela Lei nº 10.438/2002 para promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos Sistemas Elétricos Interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica. A CDE terá a duração de 25 anos e deverá ser regulamentada pelo Poder Executivo e seus recursos serão movimentados pela Eletrobrás.

Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bens públicos, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e das cotas pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final.

A Resolução ANEEL nº 184/2003 estabelece procedimentos e critérios para repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica da Conta de Compensação de Variação de Valores da Quota de Recolhimento à CVA³.

Referida Resolução estabelece ainda que a concessionária de distribuição de energia elétrica deverá iniciar a contabilização do saldo da CVA, a partir de 10 de fevereiro de 2003, data de vencimento do primeiro pagamento da CDE⁴.

A ANEEL, através da Resolução ANEEL nº 042/2003, regulamentou essa matéria, estabelecendo que a inadimplência no recolhimento em favor da CDE implicará a aplicação de multas de 2% e juros de mora de 1% ao mês pro rata tempore, sobre o valor total não recolhido.

8.1.5.3. Universalização do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica

A universalização do serviço de distribuição de energia elétrica consiste no atendimento a todos os pedidos de nova ligação para fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50 kW, em tensão inferior a 2,3kV, com enquadramento no grupo B, ainda que necessária extensão de rede de tensão inferior ou igual a 138 kV, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante.

De acordo com a lei nº 10.438/02, os recursos provenientes da conta de desenvolvimento energético – CDE que englobam dentre outras fontes o pagamento pelo uso de bem público e as multas impostas aos agentes do setor serão aplicados, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica, conforme regulamentação da ANEEL. O restante dos recursos virão dos estados, municípios, concessionárias e da Eletrobrás, e parte da Reserva Global de Reversão (“RGR”). A ANEEL poderá antecipar a universalização de um município ou de um conjunto de municípios, sempre que houver alocação de recursos a título de subvenção econômicos, oriundos da administração pública federal, estados e municípios.

Por meio da Resolução nº 223/2003, a ANEEL estabeleceu as Condições Gerais para Elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, as metas de universalização por municípios até 2014 e estipula penalidades no caso de descumprimento destas por parte da concessionária distribuidora.

No dia 11 de novembro de 2003, o congresso nacional aprovou a Lei nº 10.762, que trata dentre outras coisas sobre a universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica, necessária para que os consumidores enquadrados nas metas de universalização não arquem com os custos decorrentes das novas ligações. Foi necessário então, emissão da Resolução Normativa nº 52/2004 alterando parcialmente a Resolução nº 223/03 para adequação dos principais pontos à nova legislação.

³ A CVA registrará as variações nos valores da quota de recolhimentos à CDE, ocorridas entre reajustes tarifários anuais.

⁴ A contabilização de que trata o *caput* será em conta específica a ser estabelecida em regulamento próprio da ANEEL.

Até que os planos sejam aprovados, os atendimentos poderão ser objetos de antecipação podendo os solicitantes aportar os recursos para execução das obras, em parte ou no todo. Esses recursos serão restituídos pelas concessionárias até o ano em que seriam efetivados no plano.

O plano de universalização da CERJ, que abrange aproximadamente a 15.000 unidades consumidoras, foi encaminhado à ANEEL dentro do prazo estabelecido pelos regulamentos e sua aprovação está pendente, mesmo assim a CERJ está realizando todos os atendimentos às novas ligações dos clientes a serem universalizados, sem ônus para os mesmos. A CERJ vem cumprindo, na medida do possível, os dispositivos regulatórios em vigor, sem prejuízo dos prazos propostos no plano de universalização.

O Governo Federal estabeleceu como prioridade o Programa ‘Luz para Todos’ para atendimento e inclusão social dos domicílios localizados no meio rural. A CERJ está em fase final de negociação com o Estado do Rio de Janeiro e a Eletrobrás viabilizando a assinatura de dois convênios pertinentes ao atendimento no meio rural de 8.000 propriedades, que fazem parte das 15.000 unidades do plano de universalização, permitindo o atendimento das metas.

8.1.6. As Diretrizes do Novo Modelo Institucional e o Impacto nas Distribuidoras de Energia Elétrica

O atual governo pretende reformular a política energética nacional apresentando um “Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico” que traz significativas alterações ao modelo atual. As modificações feitas no atual modelo do setor foram apresentadas ao Congresso através da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e que alterou as Leis nºs 5.655/71, 8.631/93, 9.074/95, 9.427/96, 9.478/97, 9.648/98, 9.991/00 e 10.438/02.

O Novo Modelo prevê que o repasse da energia contratada nas licitações da nova geração, que envolve contratos de entre 15 e 35 anos, seria integral, considerando o preço resultante do respectivo leilão. Apenas pelos 3 primeiros anos o repasse seria pelo valor de referência, que seria formado pelo custo médio ponderado da energia contratada nas licitações realizadas com 5 e 3 anos de antecedência, sendo esse mecanismo neutro para o cliente; com isso somente existirão transferências de dinheiro entre as distribuidoras, razão pela que algumas resultarão beneficiadas e outras prejudicadas. Como o custo da energia de usinas que podem ser construídas com apenas 3 anos de antecedência geralmente é mais elevado, haveria um incentivo para contratar com 5 anos de antecedência vis-à-vis com 3 anos de antecedência.

É difícil projetar o crescimento da carga 5 anos à frente. Pequenos erros na projeção do crescimento podem resultar em grandes diferenças entre o montante contratado e a carga efetiva. Com a nova proposta, o ajuste para esses erros de projeção será feito sobre a geração existente e por meio dos leilões de ajuste, dada a menor antecedência de suas licitações e menores prazos de duração, e por meio de trocas de contratos de energia nova entre as próprias distribuidoras.

Uma análise mais profunda das modificações e avaliação dos impactos nas distribuidoras de energia elétrica não é possível nesse momento, pois quase todos os artigos da Lei nº 10.848/2004 necessitam de regulamentação.

8.1.6.1. Contratação do Suprimento de Energia Elétrica pelas Distribuidoras de Energia Elétrica.

O modelo anterior estabeleceu o procedimento para a implementação da concorrência de forma a viabilizar a livre contratação de energia elétrica entre geradores e distribuidores de energia elétrica, por meio dos contratos iniciais que permitiriam uma transição amena (5 a 8 anos), do esquema de preços definidos de suprimento, no qual a concessionária deveria garantir a contratação de 85% de seu mercado consumidor com a sua supridora, para a completa liberdade negocial da compra/venda de energia. Assim, a partir de 2003, os montantes estabelecidos pela ANEEL seriam reduzidos gradualmente em 25%, até o final da fase de transição, quando a compra e venda de energia elétrica seria livre.

Na proposta do Novo Modelo Institucional cada distribuidora estará obrigada, respeitados os contratos iniciais já vigentes, e a sua gradativa extinção, a firmar um Contrato de Uso do Sistema de Geração (“CUSG”) com todos os geradores que resultem vencedores nas licitações da energia destinada ao atendimento do mercado cativo, e pelo conjunto destes contratos, o distribuidor terá 100% do seu mercado garantido.

Cabe ressaltar que serão criados dois novos contratos na relação gerador/distribuidor, quais sejam: o CUSG e o Contrato de Constituição de Garantias que a distribuidora deverá celebrar para garantir ao gerador o pagamento da energia elétrica contratada.

A obrigação dessa constituição de garantia pode onerar consideravelmente os contratos de suprimento para as distribuidoras.

8.1.6.2. Previsão do mercado consumidor

O Novo Modelo Institucional também estabelece que as concessionárias distribuidoras de energia elétrica serão responsáveis por indicar as estimativas de demanda, num horizonte de 5 anos, das quais derivarão os contratos de suprimento.

Com o objetivo de incentivar que sejam elaboradas previsões mais realistas, e estabelecida uma margem de tolerância para desvios de previsão de carga, o MME estabelecerá penalização no caso que as distribuidoras contratem uma energia inferior ao mercado realizado.

Não obstante, o Novo Modelo Institucional também prevê que considerando a antecedência de 5 anos que essas projeções deverão ser feitas, será permitida compensações entre as distribuidoras do País.

Em suma, de acordo com o novo modelo, existiria uma tarifa única de suprimento no pool, resultante do *mix* da geração que o comporia. Uma empresa distribuidora que previsse o seu mercado acima da realidade, estaria provocando uma sobrecarga e, em consequência, uma tarifa única maior para o pool, onerando outras empresas distribuidoras que estivessem prevendo o seu mercado sem desvios. De outro lado, previsões baixas de mercado poderiam estar levando o sistema a riscos de racionamento, que poderiam demandar medidas corretivas de maior impacto financeiro, principalmente para as distribuidoras.

8.1.6.3. MAE

O Novo Modelo criou uma instituição com a função de administrar e controlar os contratos, que será a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), em substituição do MAE.

8.1.6.4. Consumidor Livre

De acordo com a nova proposta para o setor elétrico, o consumidor livre continuará sendo aquele com carga igual ou superior a 3 MW poderá optar entre: (i) continuar sendo atendido pelo distribuidor local; (ii) comprar energia elétrica diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes, ou (iii) comprar energia elétrica por meio de um comercializador.

Ressalte-se que a nova proposta deixa claro que as concessionárias distribuidoras não podem vender, diretamente, energia elétrica a um consumidor livre (a menos que seja sob condições reguladas), devendo esta venda ser feita por meio de um comercializador.

A lei estabelece ainda que a opção por tornar-se consumidor livre (ou cativo) deverá ser feita com antecedência mínima de 5 anos. Esse prazo foi estipulado levando-se em consideração a nova determinação de que os distribuidores devem contratar o montante de energia elétrica de acordo com as suas próprias previsões, feitas com 5 anos de antecedência. Já no caso da saída, os contratos vigentes devem ser respeitados; no caso de contratos de prazo indefinido, a antecedência de aviso ainda não foi definida, mas não poderá exceder 3 anos.

Cabe ressaltar que o novo modelo permite, mas não obriga, ao distribuidor flexibilizar os prazos anteriores.

Com estas medidas busca-se proteger tanto ao cliente cativo como à distribuidora, evitando que a saída do consumidor livre possa onerar a tarifa dos consumidores cativos, ao se valer da “envoltória dos mínimos”, ou seja, o comportamento oportunista que consiste em aproveitar-se da conjuntura de sobras para deixar o mercado regulado para comprar barato e retornar ao mercado regulado tão logo uma conjuntura de escassez elevar o preço da energia no mercado.

8.1.6.5. Auto-Contratação

A lei do novo modelo revogou a disposição da lei 10.604 que reconhecia os direitos de auto-contratação estabelecidos na Resolução ANEEL nº 278/00 (alterada pela Resolução ANEEL nº 511/2002) onde se admitia a possibilidade de auto-contratar até 30% da carga.

8.1.6.6. Desverticalização

Conforme estabelecido no novo modelo, as concessionárias distribuidoras não mais poderão exercer atividades de geração, transmissão e livre comercialização de energia elétrica. Nesse prisma, não será mais admitido que os distribuidores possuam geração.

Deste modo, as usinas que integram o contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica deverão ser, ao final desse contrato, licitadas separadamente dos serviços de distribuição. Sendo que já a partir da implantação do novo modelo, as atividades de geração e distribuição deverão ser separadas, devendo as distribuidoras de energia elétrica constituir empresas para cada uma das atividades no prazo de 18 meses, e prorrogável por igual período, a contar da publicação da lei.

8.1.6.7. Licitações

A Lei nº 8.987/95 estabelece que os critérios de julgamento das licitações serão (i) o de menor valor da tarifa, (ii) o de maior oferta pela outorga da concessão, (iii) a combinação destes dois critérios, (iv) a melhor proposta técnica, com preço fixado no edital, (v) a melhor proposta em razão da combinação de propostas técnicas e de oferta de pagamento pela outorga, ou (vi) melhor oferta de pagamento pela outorga após a qualificação de propostas técnicas.

Na proposta do novo modelo, está prevista a competição por menor tarifa.

Ressalte-se que há uma sensível diferença entre a modalidade de licitação prevista pelo atual modelo antigo e o novo modelo, enquanto que no modelo antigo prevalecia o critério da maior oferta pela concessão, no novo modelo prevalece o critério da menor receita requerida para construir e operar o empreendimento concedido.

Por oportuno, cabe esclarecer que desses processos licitatórios resultarão (i) a concessão de serviço público e seu respectivo contrato de concessão, a ser outorgado pelo MME e (ii) os contratos de longo prazo com as distribuidoras (PPA's).

8.2. HISTÓRICO

8.2.1. Parte Geral

A Companhia foi constituída em 1º de junho de 1909, sob a denominação social de Guinle & Cia. Em 30 de abril de 1927, a American e Foreign Company Inc. e a Brazilian Electric Company assumiram seu controle acionário. Em 12 de novembro de 1964, a Eletrobrás, adquiriu as ações pertencentes a esse grupo, transformando-a em sua subsidiária.

A Companhia obteve o registro de companhia aberta na CVM em 15 de agosto de 1969.

Em 28 de março de 1977, foi firmado um protocolo entre a Eletrobrás, o Governo do Estado do Rio de Janeiro, a Centrais Elétricas Fluminense S.A. – CELF e a Companhia Brasileira de Energia Elétrica – CBEE, por meio do qual se estabeleceu a reordenação de energia elétrica do Estado do Rio de Janeiro, com a venda de parte dos bens da CELF para a CBEE e a assunção do controle acionário da Companhia pelo Estado do Rio de Janeiro, que assumiu o controle da Companhia em 29 de dezembro de 1978.

Em 17 de abril de 1980 a Companhia alterou sua denominação social para CERJ – Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro.

Em 15 de outubro de 1996, a Comissão Diretora do Programa Estadual de Desestatização, aprovou as condições para alienação das ações do capital social da CERJ, detidas pelo Estado, em conformidade com a Lei nº 2.470, de 29 de novembro de 1995, Decreto nº 22.453, de 27 de agosto de 1996 e do Edital de Venda PED/ERJ nº 02/96, de 16 de outubro de 1996.

Em 21 de novembro de 1996, foi realizado na Bolsa de Valores do Estado do Rio de Janeiro o leilão de desestatização da CERJ. O consórcio vencedor do leilão, formado pelas empresas estrangeiras Empresa Electrica de Panamá S.A., EDP – Eletricidade de Portugal S.A., Sociedad Panameña de Electricidad S.A. e a Endesa Desarrollo S.A., passou a exercer o controle da CERJ.

Em 9 de dezembro de 1996, foi assinado junto ao Poder Concedente o Contrato de Concessão, com prazo de 30 anos, o qual expirará em dezembro de 2026.

O objeto social da CERJ é (i) estudar, planejar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, podendo administrar e/ou incorporar outros sistemas de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade, organizar subsidiária, ou incorporar outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seus objetivos; (ii) participar de pesquisas vinculadas ao setor energético, notadamente as áreas de geração, transmissão e formação de pessoal técnico e a preparação de operários qualificados, através de programas de treinamento e cursos especializados; (iii) participar de organizações regionais, nacionais e internacionais, voltadas ao planejamento, operação, intercâmbio técnico e desenvolvimento empresarial, relacionadas com a área de energia elétrica; e (iv) participar de outras empresas do setor elétrico como sócia ou acionista, inclusive no âmbito de programas de privatização, no Brasil e no exterior.

A Emissora possui investimento na controlada integral CERJ Overseas e no capital da Investluz . Para maiores informações, ver Item 8.2.5 “Participações Societárias Relevantes” desta Seção deste Prospecto.

8.2.2. Investimentos

A Companhia possui diversos programas de investimentos. Em 2003, foram aplicados, aproximadamente, R\$177 milhões na melhoria dos sistemas técnicos, comerciais e de gestão.

As principais realizações da CERJ em 2003 foram:

- ampliação da Subestação (SE) de Macabu (69/34, 5kV) com a substituição do transformador de 6,25 MVA por dois transformadores de 5,0 MVA, nos municípios de Santa Maria Madalena e Trajano de Moraes, e localidades de Tapera e Glicério;
- ampliação da SE Nossa Senhora de Ajuda (69/13,8kV) com a substituição de um transformador de 7,5 MVA por outro de 12,5 MVA, uma nova saída em 15kV e um novo alimentador de média tensão, no município de Macaé.
- lançamento do segundo circuito da Linha de Transmissão (LT) Entroncamento Araruama/Iguaba (69 kV), com 8,7 km de extensão, e ampliação das instalações de transmissão da SE Entroncamento Araruama com a construção de uma nova saída de LT em 69kV.
- recapacitação dos dois circuitos da LT Rocha Leão (Furnas /CERJ), com 1,5 km de extensão, com a substituição dos cabos condutores por cabos condutores termo-resistentes, que aumentam a capacidade de transmissão;

Além dos investimentos citados acima, foram incorporados ao sistema 14,83 MVA de potência e 9 alimentadores.

Para atender a novos clientes e melhorar a qualidade do sistema, a rede de distribuição ganhou 2.533 km em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) e 7.358 transformadores de distribuição. Também foram instalados 16 religadores microprocessados de MT em substituição aos convencionais, 10 bancos de reguladores de tensão nos barramentos de MT em 7 subestações e 5 bancos de reguladores de tensão nos alimentadores de MT.

Em 2003, dando continuidade ao Programa Luz no Campo, implantado em parceria da CERJ com o Governo do Estado do Rio de Janeiro e a Eletrobrás, foram incorporados 3.672 clientes, 630 km de rede em Média Tensão e Baixa Tensão, 2.466 transformadores de distribuição e 10.315 postes, totalizando a interligação de 20.807 clientes, o que correspondeu a um investimento de cerca de R\$56 milhões em três anos de Programa Luz no Campo.

Além disso, no ano de 2003 foram investidos, ainda, cerca de R\$3,7 milhões no projeto de introdução de rede subterrânea em seu sistema elétrico, o que corresponde a 1.875kVA instalados, e R\$2,5 milhões na implantação de um novo padrão de rede com tecnologia DAT (Distribuição Aérea Transversal), a qual tem como conceito principal a elevação da altura da rede de baixa tensão ao mesmo nível da rede de média tensão, o que inviabiliza o acesso às ligações clandestinas, inibindo o furto e contribuindo para a redução dos índices atuais de perda de energia da CERJ.

A CERJ vem cumprindo seu Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D. Em 2003, foram investidos R\$3,4 milhões em projetos de P&D que se deram nas áreas de distribuição, transmissão, geração, comercial, perdas e inadimplência, e ainda, satisfação do cliente.

Os projetos de eficiência energética implementados pela Companhia em 2003 geraram investimentos de R\$4,9 milhões, aplicados em projetos de iluminação pública em municípios (Programa Reluz), substituição de lâmpadas incandescentes em residências, projeto Procel nas escolas (educação para o combate ao desperdício de energia elétrica), aquecimento solar e agente CERJ em comunidades populares.

Para maiores informações acerca de investimentos, ver Item 8.3.3 “Estratégia e Tendências” desta Seção do Prospecto.

8.2.3. Ofertas Públicas de Aquisição de Ações da Emissora

Não ocorreram ofertas públicas de aquisição de ações da Emissora.

8.2.4. Eventos de Transformação e/ou Reestruturação Societária

A Companhia não participou de eventos societários que implicassem sua transformação ou reestruturação societária nos últimos 5 anos.

8.2.5. Participações Societárias Relevantes

8.2.5.1. CERJ Overseas

A Companhia controla integralmente a CERJ Overseas, sendo proprietária das 100.000 ações de emissão da CERJ Overseas.

A CERJ Overseas tem capital social de U\$10 mil, em 31 de março de 2004, mas possuía prejuízos acumulados, tendo, dessa forma, patrimônio líquido negativo de aproximadamente R\$146,6 milhões. Assim, até o presente momento, o saldo do investimento na controlada é nulo, pois a investida apresenta patrimônio líquido negativo.

A CERJ Overseas tem como objeto social atividades de caráter comercial, industrial, financeiro, imobiliário, aéreo, marítimo, de mineração e agropecuário, à produção, geração e distribuição de energia elétrica, assim como participar em todo tipo de licitações e concessões relacionadas com as referidas atividades de energia elétrica; aquisição e venda de ações, valores e bens em geral.

A Companhia pretende capitalizar a CERJ Overseas com parte dos créditos que a própria Companhia possui contra a CERJ Overseas, para posterior alienação de sua participação acionária na CERJ Overseas à Enersis. Essa operação está sujeita à aprovação da ANEEL.

8.2.5.2. Investluz

Em 31 de março de 2004, a Companhia possuía 36,43% (ou seja, 100.461.895.427 ações ordinárias) do capital social da Investluz, companhia que tem por objeto social participação em empresa dedicada a distribuição e geração de energia elétrica. A Endesa Internacional S.A., a Chilectra (Cayman) e Enersis (Cayman) detêm 37,55%, 10,41% e 15,61%, respectivamente, do capital social da Investluz.

Em 31 de março de 2004, o capital social da Investluz era de R\$954,6 milhões, dividido em 100.461.895.427 ações.

A Investluz, por sua vez, detinha, em 31 de março de 2004, 59,96% do capital social total da COELCE.

A COELCE possui um mercado de 147.000 km², abrangendo 184 municípios e 1,6 milhões de clientes para uma população de 6,8 milhões de habitantes, sendo uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de Serviço Público de Energia Elétrica, regulamentada pela Lei das Sociedades Anônimas e com suas atividades fiscalizadas e regulamentadas pela ANEEL.

Criada pela Lei Estadual n.º 9.477, de 5/7/71, autorizada para prestação do serviço público de energia pelo Decreto Federal n.º 69.469, de 5/11/71, constituída por Escritura Pública lavrada em 30/8/71, arquivada na Junta Comercial do Estado do Ceará sob o n.º. SAC - 286, de 2/9/71 e publicada no Diário Oficial do Estado, na mesma data.

Sua criação foi resultado da unificação das quatro empresas distribuidoras de energia elétrica existentes no Ceará, a saber: Companhia de Eletrificação Centro-Norte do Ceará (Cenorte), Companhia de Eletricidade do Cariri (Celca), Companhia de Eletrificação Rural do Nordeste (Cerne) e Companhia Nordeste de Eletrificação de Fortaleza (Conefor).

A COELCE tornou-se uma sociedade de capital aberto, em outubro de 1995, quando a partir de então, suas ações passaram a ser negociadas nas principais Bolsas de Valores brasileiras. Nesta época, os principais acionistas da COELCE eram as Prefeituras Municipais do Estado do Ceará, a Eletrobrás e o Governo Estadual.

Em 02 de abril de 1998, através de Leilão Público, realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro (BVRJ), a Companhia foi privatizada. O Consórcio Distriluz Energia Elétrica S.A., formado pela Endesa España S.A., Enersis S.A., Chilectra S.A., e Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – Cerj, converteu-se no novo operador da Companhia.

No dia 13 maio de 1998, a Distriluz Energia Elétrica S.A., a COELCE, a ANEEL, e o Estado do Ceará procederam à assinatura do Contrato de Concessão, que outorga à COELCE 30 anos de direitos exclusivos sobre a distribuição de energia elétrica no Estado.

No dia 27 de setembro de 1999, a COELCE concluiu um processo de reestruturação societária, através do qual a COELCE incorporou sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A. A Investluz, atual controladora da COELCE, possui 91,66% do capital votante e 56,59% do capital total da Companhia.

8.2.6. Contratos Relevantes não relacionados com suas Atividades Operacionais

Os contratos relevantes não relacionados a suas atividades operacionais, são representados por contratos financeiros, os quais encontram-se descritos no Item 8.3.8 “Contratos Financeiros” desta Seção do Prospecto e operações com partes relacionadas descritas no Item 8.2.8 “Contratos Relevantes com Partes Relacionadas” desta Seção do Prospecto.

8.2.7. Eventos Societários Relevantes

Em 27 de abril de 2001, foram emitidas 156.217.948 mil ações ordinárias ao preço de R\$0,00062 por ação em função do exercício do direito de conversão das debêntures da primeira emissão da Companhia e, em 16 de julho de 2002, foi exercido o direito de conversão das debêntures que restavam em circulação pelos seus respectivos detentores, mediante a emissão de 420.705.127 mil ações ordinárias ao preço de R\$0,00062.

A Companhia teve seu capital aumentado, em 10 de dezembro de 2002, mediante emissão de 770.833.333 mil novas ações que foram subscritas em bens ou crédito, ao preço de R\$0,00048 por ação.

Em 08 de janeiro de 2004, os acionistas da Companhia, em assembléia geral, aprovaram o aumento de capital em R\$710 milhões (ao preço de R\$0,53 por lote de mil ações), mediante a emissão de 1.339.622.641 mil ações ordinárias, mediante a conversão de empréstimo em capital. Esse aumento tinha como condição suspensiva a aprovação da ANEEL, que foi obtida em 16 de janeiro de 2004, por meio do Ofício nº 91/2004-SFF. Assim, em 29 de abril de 2004, a Assembléia Geral Extraordinária homologou o aumento de capital, o qual passou a ser de R\$ 1.625.424.306,38.

8.2.8. Contratos Relevantes com Partes Relacionadas

Os principais contratos relevantes com partes relacionadas estão descritos no Item 8.6.4. desta Seção do Prospecto.

8.2.9. Ofertas Públicas de Distribuição

As principais ofertas públicas de distribuição de títulos e valores mobiliários da Companhia estão descritas no Item 8.6.2 “Informações sobre Títulos e Valores Mobiliários” desta Seção do Prospecto.

8.3. ATIVIDADES

8.3.1. Das Operações da Emissora

Área de Concessão

A área de concessão da CERJ abrange os seguintes municípios: Angra dos Reis, Aperibé, Araruama, Areal, Armação de Búzios, Arraial do Cabo, Bom Jardim, Bom Jesus do Itabapoana, Cabo Frio, Cachoeiras de Macacu, Cambuci, Campos dos Goytacazes, Cantagalo, Carapebus, Carmo somente nos Distritos de Córrego da Prata e Porto Velho do Cunha, Cardoso Moreira, Casimiro de Abreu, Conceição de Macabu, Cordeiro, Duas Barras, Duque de Caxias somente nos Distritos de Campos Elyseos e Imbariê, Guapimirim, Iguaba Grande, Itaboraí, Italva, Itaocara, Itaperuna, Itatiaia, Laje do Muriaé, Macaé, Magé, Mangaratiba, Marica, Macuco, Miracema, Natividade, Niterói, Paraíba do Sul somente no Distrito de Inconfidência, Parati, Petrópolis,

Porciúncula, Porto Real, Quissamã, Resende, Rio Bonito, Rio das Ostras, Santa Maria Madalena, Santo Antônio de Pádua, São Fidelis, São Francisco de Itabapoana, São Gonçalo, São João da Barra, São José do Vale do Rio Preto, São José de Ubá, São Pedro da Aldeia, São Sebastião do Alto, Saquarema, Silva Jardim, Tanguá, Teresópolis, Trajano de Moraes, Três Rios somente no Distrito de Bemposta e Varre e Sai, todos no Estado do Rio de Janeiro e Bocaina de Minas somente na Localidade de Maringá no Distrito de Mirantão, no Estado de Minas Gerais.

A área de concessão da CERJ é caracterizada por uma relativa diversidade geográfica, com regiões de baixada, serra e litoral. Para facilitar a gestão, foram criadas quatro regionais: Oceânica, Guanabara, Serrana e Norte. Assim, a Companhia se adapta de forma mais eficaz às características particulares de cada região, criando melhores condições para a satisfação das necessidades dos seus clientes e para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Regional Oceânica. É responsável pelo abastecimento de duas áreas onde estão localizadas as 12 principais cidades de veraneio e atração turística do litoral do Estado do Rio de Janeiro. Atende, também, à cidade de Niterói, onde se localiza a sede da CERJ. Em 2003, essa regional obteve um crescimento de 7,4% no número de clientes faturados em relação ao ano anterior, totalizando 571 mil clientes.

Regional Guanabara. Localizada na parte central do Estado do Rio de Janeiro, cobre parte da Baixada Fluminense, abrangendo uma área com nove municípios, predominantemente urbanos. Em 2003, essa regional obteve um crescimento de 7,2% no número de clientes faturados em relação ao ano anterior, totalizando 618 mil clientes.

Regional Serrana. Abrange duas áreas geograficamente separadas, com características de relevo acidentado, com 12 municípios. Em sua parte oeste, estão instaladas importantes indústrias que contribuem para o desenvolvimento econômico do Estado do Rio de Janeiro. Em 2003, essa regional obteve um crescimento de 5,1% no número de clientes faturados em relação ao ano anterior, totalizando 248 mil clientes.

Regional Norte. É responsável pelo atendimento de 33 municípios situados em regiões essencialmente rurais de baixa densidade populacional e reduzida atividade econômica, correspondendo a 60,2% da área de concessão da CERJ. Em 2003, essa regional obteve um crescimento de 7,9% no número de clientes faturados em relação ao ano anterior, totalizando 469 mil clientes.

Distribuição

Atendimento direto ao mercado consumidor do Estado do Rio de Janeiro, abrangendo como área de concessão 66 municípios ou seja, 31.741 km², alcançando uma população estimada de 6 milhões de habitantes, correspondente a 73,3% do território do Estado. A Companhia ainda supre a CENF – Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo, distribuidora de energia responsável pelo atendimento ao município de Nova Friburgo, na região serrana do Estado do Rio de Janeiro. Da eletricidade fornecida pela CERJ a consumidores finais em 2003, 24,7% foram destinadas a consumidores industriais, 40,4% a consumidores residenciais, 19,7% a consumidores comerciais, 12,3% ao poder e serviços públicos e 2,9% a consumidores rurais e outros consumidores.

A venda de energia elétrica é responsável por 98,4% da receita bruta da Companhia (excluída a baixa renda).

Em 2003, a Companhia atingiu o montante de energia vendida de 7.116 GWh. A tabela abaixo indica os montantes de energia vendida nos últimos 5 anos.

Ano	Energia Fornecida GWH
2003	7.116
2002	6.836
2001	6.682
2000	7.326
1999	7.412

As perdas de energia afetam os resultados financeiros da Companhia tendo em vista que essa energia elétrica poderia de outra forma ter sido distribuída a consumidores finais ou outras concessionárias em retorno por pagamento. As perdas de energia estão divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas comerciais. Em 2003, o nível de total de perdas de energia, segundo dados fornecidos pela ANEEL na Revisão Tarifária desta concessionária, foi de 32,94% do total da eletricidade gerada e adquirida durante esse período.

As perdas técnicas representam, aproximadamente 10% das perdas de energia. Essas perdas são o resultado inevitável do retrocesso do processo de transformação e transporte da energia elétrica através de linhas de transmissão e das linhas de distribuição da Companhia.

A fim de ajudar a minimizar essas perdas de energia, a CERJ realiza avaliações rigorosas e regulares sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Os sistemas de transmissão e distribuição são atualizados rotineiramente para manter os padrões de qualidade e credibilidade, e, conseqüentemente, reduzir as perdas técnicas. Ademais, os sistemas de transmissão e distribuição são operados a certos níveis específicos de voltagem a fim de minimizar perdas. A fim de ajudar a minimizar essas perdas de energia, a CERJ realiza avaliações rigorosas e regulares sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Os sistemas de transmissão e distribuição são atualizados rotineiramente para manter os padrões de qualidade e credibilidade, e, conseqüentemente, reduzir as perdas técnicas. Ademais, os sistemas de transmissão e distribuição são operados a certos níveis específicos de voltagem a fim de minimizar perdas.

Em 2003, as perdas comerciais representaram 23,5%⁵ das perdas de energia elétrica remanescentes da Companhia, que resultam de fraude, furto e ligação clandestina. As perdas representaram 30,96% da eletricidade vendida durante 2003.

Para informações acerca dos investimentos realizados na ampliação do sistema de distribuição ver Seção “Histórico – Investimentos” deste Prospecto.

No ano de 2003 a Companhia efetuou a ligação e o faturamento de 127 mil novos consumidores. Dentre esses novos consumidores encontram-se aqueles ligados como parte de nossos programas de eletrificação rural e urbana.

A rede de distribuição da CERJ, até dezembro/2003 consistia em 74.446 transformadores de distribuição e 117 subestações fixas de distribuição medindo a rede de distribuição, no todo, aproximadamente 41.976 quilômetros.

⁵ De acordo com dados fornecidos na Manifestação da CERJ referente a Audiência Pública 039/2003.

Geração

De acordo com a cláusula primeira, letra “b” do Contrato de Concessão, a Companhia deveria operar 10 usinas hidrelétricas próprias, pelo regime de concessão, as quais teriam cerca de 62,94 MW de capacidade instalada de energia elétrica, , assim distribuídos:

Usinas (Denominação)	Potência (MW)
UHE Piabanha	9,00
UHE Fagundes	4,80
UHE Areal	18,00
UHE Euclidelândia	1,40
UHE Macabú	21,00
UHE Franca Amaral	4,50
UHE Tombos	2,88
UHE Comendador Venâncio	1,36
UHE Chave do Vaz	-
UHE Glicério	-
Total	62,94

No supracitado contrato ficou determinado, ainda, que a CERJ deveria concluir os estudos de recuperação e recapacitação dos aproveitamentos hidrelétricos de Chave do Vaz, Tombos e Glicério no prazo de 1 ano.

A Resolução ANEEL nº 169/2001, por sua vez, define 9 usinas hidrelétricas como sendo utilizadas pela CERJ, no montante de 32,38 MW médios de energia assegurada, assim distribuídas:

Usinas (Denominação)	MW Médio de Energia Assegurada
UHE Piabanha	6,5
UHE Fagundes	2,7
UHE Areal	9,0
UHE Euclidelândia	0,7
UHE Macabú	7,33
UHE Franca Amaral	4,5
UHE Comendador Venâncio	0,35
UHE Tombos	1,0
UHE Chave do Vaz	0,3
Total	32,38

Por fim, conforme informações prestadas pela própria CERJ, são 8 as usinas hidrelétricas em funcionamento, com capacidade instalada de 62,26 MW. Isto porque em março de 2000, após comprovar a inviabilidade da realização do retorno da operação da Usina de Comendador Venâncio, a CERJ manifestou-se à ANEEL no sentido de devolver a concessão da hidrelétrica em questão, decisão esta que foi acolhida pela agência reguladora.

Usinas (Denominação)	Potência (MW)
UHE Piabanha	9,00
UHE Fagundes	4,80
UHE Areal	18,00
UHE Euclidelândia	1,40
UHE Macabú	21,00
UHE Franca Amaral	4,50
UHE Tombos	2,88
UHE Chave do Vaz	0,68
Total	62,26

A CERJ está realizando, atualmente, estudos e obras de recapitação de 3 (três) de suas Usinas Hidrelétricas de Geração, quais sejam, Glicério, Tombos e Chave do Vaz. No momento não existem planos de construção de novas usinas.

Transmissão

A CERJ não possui Rede de Transmissão integrante da Rede Básica, uma vez que, de acordo com a regulamentação do Setor Elétrico, sua rede, cuja tensão é igual ou inferior a 138 kV, é classificada como Rede de Distribuição.

A Concessionária atua na área de transmissão de energia elétrica, que consiste no transporte de energia elétrica das instalações nas quais é gerada às redes de distribuição para entrega a consumidores finais. A rede de transmissão da Companhia compõe-se de redes de transmissão de energia elétrica com capacidade de voltagem igual ou inferior a 138 kV.

Sazonalidade

Sendo a CERJ uma empresa eminentemente distribuidora de energia elétrica suas vendas são afetadas pela sazonalidade do mercado. Normalmente, ocorre aumento de consumo pelos consumidores industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial. Ademais, em geral há aumento de uso em todas as categorias de clientes durante o verão em razão das temperaturas elevadas.

Segue tabela com a evolução dos principais indicadores da CERJ (em base não consolidada) nos exercícios de 2002 e 2003:

	unidade	2002	2003	Variação
MERCADO				
Faturado	GWh	6.836	7.116	4,1%
Receita Bruta	M.R\$	1.800	2.272	26,2
Clientes	Milhares	1.778	1.905	7,1
EFICIÊNCIA				
Trabalhadores	Nº	1.451	1.517	4,5%
Clientes / Trabalhador		1.226	1.256	2,4%
Perdas	%	22,6%	23,5%	0,9%
QUALIDADE				
DEC	Horas	24,34	22,21	-8,75%
FEC	Nº	19,95	17,02	-14,68%

8.3.2. Influência de Matéria Prima e Insumos nas Operações da Emissora

Por ser uma empresa distribuidora de energia elétrica a CERJ depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração de energia elétrica.

8.3.3. Estratégia e Tendências

Afim de minimizar as perdas comerciais, a CERJ vem tomando medidas preventivas, regularmente, que incluem: (i) a inspeção de medidores e conexões dos consumidores; (ii) a modernização do sistema de medição; (iii) treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores; (iv) a padronização dos procedimentos de instalação do medidor; (v) a instalação de medidores com garantia de controle de qualidade; (vi) a atualização do banco de dados do consumidor; e (vii) o desenvolvimento de uma rede de distribuição protegida contra roubo.

Dentre os investimentos já realizados pela CERJ, encontram-se os seguintes⁶:

(i) Projeto de Normalização:

Neste projeto, após encontrada a irregularidade no consumo, o cliente passa por 2 processos simultâneos: (a) a normalização da ligação elétrica de sua unidade consumidora; (b) e a aplicação, de acordo com o artigo 72 da Resolução ANEEL nº 456/00, do Termo de Ocorrência de Irregularidade (TEOR) para a regularização comercial da unidade consumidora e de sua situação financeira na empresa.

Em áreas carentes, no entanto, se na primeira inspeção for encontrada alguma irregularidade no consumo não é preenchido o TEOR (a unidade consumidora é simplesmente normalizada), uma vez que, de acordo com a percepção dos técnicos da CERJ, a cobrança dessa irregularidade poderia tornar-se um enorme peso financeiro para o cliente, cuja única alternativa viria a ser a inadimplência. Isto porque a não aplicação do TEOR pode ser a única forma de recuperar o cliente e levá-lo ao hábito de pagar a fatura de energia elétrica.

(ii) Projeto de Investimento em Medidas Técnicas (“PIMT”):

Consiste na implantação de um padrão que procura dificultar o furto de energia elétrica através da substituição da rede de baixa tensão pela rede compacta, usando cabos pré-reunidos ou concêntricos isolados. Todo esforço desse padrão consiste em dificultar o acesso aos componentes elétricos.

Entre 1997 e 2001, através do PIMT a CERJ realizou a normalização de cerca de 350 mil unidades consumidoras. Em geral, estes clientes são residenciais ou pequenos comércios e indústrias, localizados em áreas nas quais não existem redes de distribuição; área de difícil acesso e risco social (marginalidade; baixo poder aquisitivo) e, por consequência, alto índice de inadimplência e furto/fraude.

A implantação do PIMT não foi capaz de reduzir significativamente o grau de perdas comerciais das regiões atendidas. Parece, na verdade, ter aumentado às perdas comerciais em certas áreas, na medida que a instalação da rede elétrica dentro das comunidades carentes facilitou o furto/fraude para quem antes tinha que se conectar a uma rede muito mais distante.

⁶ Dados fornecidos pelo trabalho sobre as perdas comerciais e a inadimplência apresentado pela UFF e FGV.

(iii) Projeto Recuperação de Clientes (“RECLI”):

Criado pela CERJ para reduzir perdas comerciais, através da recuperação de clientes residenciais inadimplentes, que se encontrem desligados da rede de distribuição, sem faturamento mensal e que estejam irregulares. Tem como público alvo clientes com poucos recursos econômicos, com os quais a CERJ não obteve sucesso nas ações regulares de cobrança.

Esse programa consiste em negociações nas quais propõe-se o pagamento de parte da dívida em parcelas a serem cobradas na fatura de energia elétrica mensal. Se o cliente permanecer adimplente com a CERJ e com o parcelamento RECLI por 12 meses, o restante do saldo deixa de ser cobrado.

Formam-se equipes com um negociador, responsável pelo preenchimento dos documentos necessários, e dois eletricitistas, responsáveis pela definição da situação de fornecimento de energia à unidade consumidora. Se a proposta de inclusão no RECLI for aceita, cabe aos eletricitistas normalizar o serviço. Caso contrário, eles deverão suspender o fornecimento de energia elétrica, com a retirada da conexão clandestina e posteriores inspeções para recorte.

Além dos programas supracitados, outros também foram implantados pela CERJ, como, por exemplo, o de Parcelamentos Especiais e o Projeto “CERJ na Comunidade”, que também são voltados à população com menor poder aquisitivo.

Em 6 anos, foram investidos cerca de R\$ 438.000.000,00. No ano de 2003 o investimento foi de cerca de R\$ 70.000.000,00, somando R\$ 508.000.000,00.

Cogeração

Conforme definição da ANEEL, cogeração é um processo de produção que combina calor útil e energia mecânica, convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir de uma energia disponibilizada por um ou mais combustíveis.

A CERJ não participa de nenhum empreendimento conjunto com consumidores industriais com o fim de desenvolver instalações de cogeração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos consumidores e gerariam eletricidade com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. Grandes empresas no país vêm se tornando auto-suficientes em produção de energia com a ajuda do gás, lixo industrial e resíduos orgânicos (biomassa). Cada projeto de cogeração seria financiado, em parte, por meio de um contrato com o consumidor para a compra da eletricidade gerada nas instalações do consumidor. A Companhia assumiria a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de cogeração.

8.3.4. Competidores

Com vistas à implantação do livre mercado de energia elétrica, onde deveria prevalecer a competição, a Lei nº 9.074/95 retirou das distribuidoras a exclusividade sobre seus consumidores cativos, permitindo a estes, dentro de certas características de tensão e consumo, o direito de se tornar livres.

Criou-se assim a possibilidade de outras distribuidoras, PIEs ou agentes comercializadores de energia elétrica venderem energia elétrica a certos consumidores de energia elétrica da CERJ, denominados “consumidores livres”, que são aquelas empresas consumidoras que estão legalmente autorizadas a escolher o seu fornecedor de energia elétrica dentre aqueles que lhes oferecerem melhores preços e condições, permitindo, também que esses outros fornecedores utilizem as redes e instalações auxiliares das companhias de distribuição e transmissão de energia elétrica, mediante pagamento de uma taxa, denominadas, respectivamente, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

De acordo com a Resolução ANEEL nº 264/98, são considerados consumidores livres (i) aqueles em cuja unidade consumidora a demanda contratada mínima seja de 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV; (ii) os que, tenham uma demanda contratada mínima de 3 MW, em qualquer segmento horosazonal, atendidos em qualquer tensão, porém, que tenham sido ligados após 08 de julho de 1995; (iii) e os que, ligados antes de 08 de julho de 1995, tenham uma demanda contratada de no mínimo 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.

Atualmente a Companhia tem 9 consumidores livres em sua área de concessão, sendo que 2 deles não passaram pela qualidade de consumidores cativos, isto é, foram consumidores livres desde o começo.

8.3.5. Clientes

Os consumidores da CERJ estão todos localizados dentro de sua área de concessão, sendo classificados, conforme o artigo 20 da Resolução ANEEL nº 456/2000, em sete categorias principais: residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público.

A Companhia encerrou o ano de 2003 com 1.905.202 clientes. A maior parte dos consumidores da Companhia são da classe residencial. Os clientes da Companhia encontravam-se, em 31 de dezembro de 2001, 2002 e 2003, assim divididos:

CLASSE	Nº DE CONSUMIDORES						<u>Variação</u> <u>2002/2003</u>
	<u>2001</u>	<u>%</u>	<u>2002</u>	<u>%</u>	<u>2003</u>	<u>%</u>	
Residencial	1.511.991	89,7	1.587.778	89,3	1.716.199	90,1	8,0
Industrial	5.998	0,4	5.920	0,3	5.675	0,3	(4,1)
Comercial	138.029	7,8	137.306	7,7	133.539	7,0	(2,7)
Rural	26.840	1,5	38.260	2,2	39.904	2,1	4,2
Outros	8.370	0,5	9.120	0,5	9.881	0,5	8,3
Revenda	2	-	3	-	4	-	33,3
TOTAL	1.691.230	100,0	1.778.407	100,0	1.905.202	100,0	7,1

Receita	MWh			Valor - R\$ Mil		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001
Fornecimento	7.116.468	6.835.935	6.682.033	2.235.998	1.630.047	1.417.744
Residencial	2.876.271	2.745.138	2.817.916	1.039.962	805.243	757.146
Industrial	1.759.989	1.729.425	1.641.230	375.424	285.258	220.757
Comércio, Serv. e Outros	1.398.529	1.364.089	1.305.987	591.422	376.541	302.925
Rural	209.388	198.080	189.172	38.236	27.711	22.922
Setor Público	872.291	799.203	727.728	190.954	135.294	113.994
Poder Público	369.346	317.715	232.523	79.601	52.162	46.870
Iluminação Pública	238.675	224.049	257.699	55.453	42.381	35.044
Serviço Público	264.270	257.439	237.506	55.900	40.751	32.080
Suprimento	-	-	-	33.221	72.196	74.060
Não Faturado, Líquido	-	-	-	21.178	22.964	1.404
Baixa Renda	-	-	-	46.579	13.761	-
Ativo Regulatório	-	-	-	(90.612)	41.106	203.639
Outras Receitas	-	-	-	25.202	19.624	18.726
Receita Operacional Bruta	-	-	-	2.271.566	1.799.698	1.715.573
Deduções	-	-	-	(733.220)	(498.320)	(323.506)
Tributos sobre a Receita	-	-	-	(653.396)	(447.489)	(312.941)
ECE	-	-	-	(54.607)	(30.594)	-
Reserva Global de Reversão	-	-	-	(25.217)	(20.237)	(10.565)
Receita Operacional Líquida				1.538.346	1.301.378	1.392.067

O faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos a fornecimento de Energia elétrica da Companhia variam segundo a categoria de consumidor. Os consumidores de grande porte, que dispõem de ligações diretas com a rede de transmissão, são faturados no mesmo dia da leitura de seus medidores. O pagamento deve ser efetuado dentro de 5 dias a contar da entrega da fatura. Outros clientes que recebem eletricidade de alta e média voltagem são faturados dentro de 2 dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de 5 dias da entrega da fatura. Os clientes restantes são faturados dentro de 7 dias a partir da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de 10 dias da entrega da fatura ou de 15 dias após a entrega da fatura, no caso de instituições do setor público. As faturas são elaboradas a partir da leitura do medidor ou com base na estimativa de consumo.

Em 31 de dezembro de 2003, eram devidos à CERJ aproximadamente R\$390,6 milhões em faturas vencidas. Esse valor representou 15,87% das vendas da Companhia em 2003. Deste valor, R\$216,5 milhões correspondiam a faturas vencidas por período menor ou igual a 30 dias.

8.3.6. Fornecedores

Os principais fornecedores de energia para Companhia são FURNAS e ITAIPU.

Em 2003, a energia elétrica requerida pelo sistema atingiu 9.529MWh, representando um acréscimo de 1,30% em relação a 2002. FURNAS e ITAIPU foram responsáveis por 77% da energia adquirida, 20% proveniente de outras supridoras, 1% de geração própria e os 2% restantes de energia elétrica adquirida no MAE.

A energia elétrica que a CERJ é obrigada a adquirir de ITAIPU possui tarifas fixas de forma a custear as despesas operacionais de ITAIPU e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de ITAIPU, bem como o custo em reais de transmissão dessa energia. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de eletricidade de grandes volumes, sendo calculadas em dólares norte-americanos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio dólar norte-americano/Real afeta o custo, em termos reais, do montante de energia elétrica adquirida de ITAIPU. De acordo com o contrato de concessão da Companhia, os aumentos das tarifas desse fornecimento de energia elétrica poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da ANEEL.

A demanda máxima anual verificada no ano de 2003 foi de 1.581 MWh, representando um crescimento de 3,7% sobre a máxima de 2002. O comportamento histórico da Energia Requerida e da Demanda Máxima segue abaixo:

Ano	Energia Requerida GWh	Demanda Máxima MWh/h
2003	9.529	1.581
2002	9.152	1.524
2001	8.752	1.649
2000	9.488	1.621
1999	9.088	1.526

O quadro abaixo expressa os valores de energia verificados durante os últimos 3 anos:

ENERGIA (MWh)	2003	2002	2001
Geração Própria	246.367	237.040	215.705
Comprada de Furnas	6.162.660	8.216.880	8.216.882
Comprada de ITAIPU	2.011.211	1.942.043	2.147.113
Compra da Enertrade		-	-
Comprada da Cenf	4.081	5.436	5.534
Comprada da Cesp	186	247	234

Para maiores informações acerca dos fornecedores, ver Item 8.3.11 “Contratos Relevantes Operacionais” desta Seção do Prospecto.

8.3.7. Propriedade Intelectual

A Companhia não possui patentes registradas em seu nome junto ao INPI.

As principais marcas da Companhia que já estão registradas ou cujo pedido já foram encaminhados ao INPI encontram-se abaixo descritas:

Marca	Situação	Processo
CERJ (nominativa)	Registro	800239369
CERJ (mista)	Registro	820110710
CERJ (mista)	Registro	820110728
CERJ FÁCIL ATENDIMENTO (mista)	Pedido Comunicado	825720923
POSTE PADRÃO CERJ (nominativa)	Pedido Comunicado	825735190
LINHA VIVA (mista)	Pedido Comunicado	825982480
RIO ENERGIA (nominativa)	Pedido Comunicado	826095666

8.3.8. Contratos Financeiros

A Companhia obtém financiamento, principalmente, para realizar investimentos. Os principais contratos de financiamento encontram-se descritos abaixo:

Contrato de Consolidação de Dívida entre a Companhia e a Brasileiros

O contrato foi celebrado em 19 de novembro de 1996 e tem como objeto a consolidação e refinanciamento da dívida de CERJ junto à Brasileiros, no montante total de R\$99.019.709,95, a ser paga em 120 meses, sendo 25 meses de carência. Sobre o montante da dívida ajustada pelo INPC incidem juros de 1% a.m. capitalizados durante período de carência,. Em garantia ao cumprimento das obrigações previstas nesse contrato, a Companhia empenhou direitos de crédito em um montante equivalente à dívida assumida. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de aproximadamente R\$98,8 milhões.

Contrato de Consolidação de Dívida entre a Companhia e Brasileiros

O contrato foi celebrado em 01 de setembro de 1998 e tem como objeto a consolidação e refinanciamento da dívida de CERJ junto à Brasileiros, no montante total de R\$3.251.381,95, a ser paga em 120 meses, sendo 25 meses de carência. Sobre o montante da dívida ajustada pelo INPC incidem juros de 12% a.a. capitalizados durante o período de carência. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de aproximadamente R\$3,4 milhões.

Contrato de Refinanciamento do Compromisso da Reserva a Amortizar entre a Companhia e a Brasileiros

O contrato foi celebrado em 01 de janeiro de 2002 e aditado em 31 de outubro de 2002 e tem como objeto o refinanciamento dos custos para cobertura integral da reserva a amortizar dos Planos de Complementação de Aposentadoria – PCA e Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida – PACD, no montante total de R\$138.758.496,14, sendo R\$118.221.217,84 referentes ao PCA e R\$20.537.278,30 ao PACD. O prazo para pagamento será de 20 anos, contados a partir de 31 de dezembro de 2001, considerando uma carência de amortização do principal de 30 meses, iniciando o pagamento do principal em 31 de julho de 2004. A atualização do saldo devedor do principal, atualizado com base no IGP-DI do mês anterior e juros de 6% ao ano, sobre o saldo devedor do principal, será devido mensalmente a partir de 31 de janeiro de 2002. Após o período de carência, a Companhia pagará à Brasileiros principal e juros com taxa composta equivalentes a 6% a.a. em uma série de pagamentos de 210 parcelas iguais, mensais e sucessivas, pelo Sistema Price de Amortização. Em garantia ao cumprimento das obrigações previstas nesse contrato, a Companhia empenhou direitos de crédito, representados pela arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas, em um montante equivalente ao débito vencido.

Contrato de Abertura de Crédito Fixo - FINEM

Em 16 de março de 1999, a Companhia (beneficiária) e o Banco Itaú S.A., Unibanco e Bradesco, como agentes, celebraram o contrato de abertura de crédito fixo, no montante total de R\$83.101.000,00, com vencimento em 15 de novembro de 2004. A Companhia vinculou parcela do seu faturamento mensal decorrente da prestação de serviços de energia elétrica equivalente a 140% do valor de cada obrigação pecuniária devida aos agentes, por meio da celebração de um contrato de cobrança. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de aproximadamente R\$11,4 milhões.

Contrato de Financiamento mediante Abertura de Crédito

Em 8 de fevereiro de 2002, a Companhia e o BNDES celebraram o contrato de financiamento, no montante total de R\$253.917.728,70, devendo a parcela equivalente a (i) R\$220.964.141,70 ser paga em 102 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 15 de março de 2002, e (ii) R\$32.953.590,00 a ser paga em 12 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 15 de setembro de 2010. Sobre o principal da dívida incide juros de 1% a.a. acima da taxa média anual ajustada do financiamento diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC. A Companhia cedeu e transferiu ao BNDES, em garantia ao cumprimento das suas obrigações, o produto da cobrança da tarifa no valor equivalente a 4,08% do seu faturamento mensal, sendo que tal valor ficou reduzido para 3,06% até 31 de agosto de 2010. Durante a vigência desse contrato, a Companhia deverá garantir que o Bradesco, banco arrecadador contra o qual foi cedido o crédito, receba pelo menos 10% do seu faturamento do mês imediatamente anterior. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de R\$215,2 milhões.

Convenção Financeira

Em 26 de novembro de 1999, a Companhia e Caixa Geral de Depósitos (sucursal de Paris) celebraram o contrato de financiamento de 85% dos valores devidos ao fornecedor, Portuguesa EFACEC Sistemas de Electrónica S.A., no montante total de €5.863.139,29. O Unibanco prestou garantia de risco comercial para esse empréstimo no montante de R\$16,8 milhões. Os valores desembolsados devem ser pagos em 10 prestações semestrais, vencendo-se a primeira 6 meses após a data de desembolso. Os juros incidentes são de EURIBOR a seis meses acrescida de uma margem igual a 0,85%. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de aproximadamente R\$16,8 milhões.

Contrato de Compromisso de Concessão de Empréstimo

Em 29 de julho de 2002, a Companhia e o Unibanco celebraram de compromisso de repasse de empréstimo, pelo prazo de 1080 dias, vencendo em 29 de julho de 2005, no montante de R\$25 milhões. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de R\$10 milhões.

Contrato de Repasse de Empréstimo em Moeda Estrangeira

Em 30 de abril de 2003, a Companhia e o Banco BCN S.A. (o qual foi incorporado pelo Bradesco) celebraram o contrato de repasse, no montante total de US\$5.743.393,39, com vencimento em 28 de março de 2005 e juros de 8,125% a.a.. Os pagamentos de juros e amortização são mensais. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de aproximadamente US\$3 milhões, equivalente a R\$9,5 milhões (utilizando-se a taxa de câmbio de R\$2,9086 por dólar norte-americano).

Contrato de Financiamento - Reluz

Em 28 de outubro de 2002, a Companhia e a Eletrobrás celebraram esse contrato de financiamento, para cobertura financeira de até 75% do custo total do Programa de Iluminação Pública da Companhia, que integra o “Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – Reluz” em 7 municípios do Estado do Rio de Janeiro (Angra dos Reis, Búzios, Petrópolis, São Pedro D’Aldeia, Saquarema, Rio das Ostras e Teresópolis), no montante total de R\$6.923.333,36, com juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1,5% a.a. pagos mensalmente. O crédito terá carência de 24 meses, a partir dos quais o valor do principal deverá ser pago em 36 parcelas mensais e iguais. Esse financiamento é garantido por vinculação de receita, suportada por procuração outorgada para recebimento direito de valores vencidos e não pagos. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de aproximadamente R\$34,5 milhões.

Contrato de Financiamento – Luz no Campo

Em 17 de setembro de 2003, a Companhia e a Eletrobrás celebraram esse contrato de financiamento, para cobertura financeira dos custos do programa de eletrificação rural, que integra o Programa de Eletrificação Rural – “Luz do Campo” do MME, em montante equivalente a 75% do custo total para as obras, exclusive as despesas relativas a mão-de-obra, transporte e administração próprios, no montante de R\$45 milhões. Sobre o montante devido são incidentes juros de 5% a.a. e taxa de administração de 1,0% a.a. pagos mensalmente. O crédito terá carência de 24 meses, a partir dos quais o valor do principal deverá ser pago em 36 parcelas mensais e iguais. Esse financiamento é garantido por vinculação de receita, suportada por procuração outorgada para recebimento direito de valores vencidos e não pagos. Em 31 de março de 2004, o montante devido era de aproximadamente R\$7 milhões.

Instrumento Particular de Assunção de Dívidas e Outras Avenças

Em 31 de março de 2003, a Syngenta Proteção de Cultivos Ltda. e a Companhia celebraram esse instrumento de assunção de dívidas, mediante o qual a Companhia assumiu as obrigações da Syngenta Proteção de Cultivos Ltda. junto ao Banco ABN Amro Bank NV – Amsterdam, cujo valor principal era de US\$10 milhões, juros de aproximadamente US\$150 mil e imposto de renda de US\$22 mil, e vencimento em 30 de abril de 2004. Em contraprestação, a Companhia recebeu o pagamento de aproximadamente R\$33,4 milhões. A Companhia era garantidora junto ao ABN Amro Real do empréstimo tomado pela Syngenta Proteção de Cultivos Ltda.. Esse empréstimo foi renovado, em 30 de março de 2004, ficando a data de vencimento postergada para 27 de maio de 2004 e, em 31 de março de 2004, o montante devido era de US\$10 milhões equivalentes a aproximadamente R\$29 milhões (utilizando-se a taxa de câmbio de R\$2,9086 por dólar norte-americano).

Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior e Contratos de Empréstimo

Em 07 de maio de 2003, a Companhia e o Citibank N.A. celebraram esse contrato de repasse, cujo valor na data da celebração era de aproximadamente US\$19,9 milhões, equivalentes a aproximadamente R\$60,5 milhões, a serem pagos em 12 parcelas mensais e iguais a partir de 29 de setembro de 2003. Em 31 de março de 2004, o montante em virtude deste contrato era de aproximadamente US\$9,3 milhões equivalentes a R\$24,3 milhões (utilizando-se a taxa de câmbio de R\$2,9086 por dólar norte-americano).

A Companhia e o Citibank celebraram (i) em 02 de janeiro de 2004, um contrato de empréstimo, com valor inicial de R\$14,5 milhões, com vencimento original em 30 de abril de 2004. Esse contrato foi aditado para alterar o valor do empréstimo para R\$13,5 milhões e postergar a data de pagamento de principal e juros de 4% EXP. a.a. mais 0,47834 EXP. a.m. para 29 de junho de 2004; e (ii) em 02 de fevereiro de 2004, outro contrato de empréstimo, com valor inicial de aproximadamente R\$36,5 milhões, com vencimento original em 30 de abril de 2004. Esse contrato, por sua vez, também foi aditado para alterar o a data de pagamento de principal e juros de 4% EXP. a.a. mais 0,47834 EXP. a.m. para 29 de junho de 2004. Em 31 de março de 2004, o montante devido ao Citibank em virtude desses dois contratos de empréstimos era de aproximadamente R\$50,9 milhões.

Para garantir o cumprimento das obrigações acima descritas da Companhia perante o Citibank, no valor aproximado de R\$75 milhões em 31 de março de 2004, foi empenhado direitos de crédito da Companhia contra os bancos arrecadadores, HSBC Bank Brasil S.A. e do Lemon Bank Banco Múltiplo e garantido um fluxo mensal mínimo em conta vinculada, também empenhada,

equivalente a 125% do valor devido mensalmente pela Companhia a título de pagamento de principal e juros. Esse penhor será extinto após a quitação dos contratos mencionados nos parágrafos anteriores, que será feita pela Emissora até a data em que essa receber os recursos oriundos da subscrição de todas as Debêntures Objeto de Garantia Firme nos termos do Contrato de Distribuição, os quais são suficientes para a quitação dessas obrigações, já contemplada na destinação dos recursos prevista no item 5.5 deste Prospecto.

Cédulas de Crédito Bancário

A Companhia emitiu as seguintes cédulas de crédito bancário em favor do Itaú BBA: (a) em 10 de abril de 2004, no valor inicial de aproximadamente US\$4,9 milhões, equivalentes a aproximadamente R\$15,7 milhões e juros de 2,0% a.a.; (b) em 28 de abril de 2004, no valor inicial de US\$7,3 milhões equivalentes a aproximadamente R\$21,9 milhões e juros de 5,0% a.a. (c) em 01 de março de 2004, no montante inicial total de R\$8,8 milhões, e juros de CDI mais 4,60% a.a.; e (d) em 01 de abril de 2004, no montante inicial de aproximadamente R\$11,3 milhões e juros de CDI mais 5,50% a.a., respectivamente. Essas cédulas de crédito bancário têm vencimento em 31 de maio de 2004.

Fixed Rate Notes

Em 07 de abril de 1998, a Companhia emitiu no mercado externo “*Fixed Rate Notes*”, para distribuição privada, no valor de US\$350.000.000,00, com vencimento final em 06 de outubro de 2008. Em 17 de janeiro de 2004, montante equivalente a US\$250.000.000,00 desse empréstimo (o qual foi adquirido pela acionista Enersis) foi convertido em capital da CERJ, no montante de US\$250.000.000,00.

Outros Empréstimos

A Companhia ainda celebrou os seguintes contratos de empréstimo: (a) em 03 de março de 2004, a Companhia celebrou contrato de empréstimo com o Banco ABC Brasil S.A., com taxas de juros de CDI mais 3,85% a.a. e vencimento em 28 de fevereiro de 2005, cujo valor devido em 31 de março de 2004, era de R\$10 milhões; e (b) em 27 de fevereiro de 2004, celebrou contratos de mútuo com o BBV- Banco Bilbao Viscaya, com taxas de juros de CDI mais 5% a.a. e vencimento em 27 de maio de 2004, cujo valor em 31 de março de 2004, era de R\$65 milhões.

SWAP

A Companhia possui contratos para operações de *swap*, os quais foram celebrados com o Itaú BBA, Bradesco, ABN Amro Real, Citibank, Banco Safra S.A. e Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão.

8.3.9. Ativos

Os principais ativos da Companhia são compostos por imóveis de sua propriedades, as usinas hidrelétricas e a rede de distribuição. Para informações, ver Item 8.5 “Propriedades, Plantas e Equipamentos” desta Seção do Prospecto.

8.3.10. Seguros

A Companhia acredita que possui seguros com cobertura abrangendo seus principais ativos. A Companhia mantém Apólice de Seguro de Riscos Operacionais abrangendo diversos locais no território brasileiro, com cobertura para danos materiais. A Companhia, juntamente com a Companhia de Interconexão Energética - CIEN, Companhia Energética do Ceará - COELCE, Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A., Ingendesa do Brasil Ltda., Synapsis Brasil S.A., e CAM Brasil Multiserviços Ltda., possui Seguro de Responsabilidade Civil Geral, para a importância segurada correspondente à US\$171.405.000,00, e cobertura abrangendo os seguintes riscos: geração de energia elétrica; distribuição e transporte de energia elétrica; produção, transporte, distribuição e venda de gás; fornecimento e tratamento de águas; exploração de minas de carvão, transporte e venda deste produto; exploração de portos; telecomunicações; projeto e construção de equipamentos, instalações e fábricas para uso próprio; projeto e construção de equipamentos, instalações e fábricas para terceiros; e exploração de instalações de aquicultura. Não foi contratada modalidade de seguro de lucros cessantes para o ano de 2004.

Ademais, a Companhia mantém, ainda, seguro de seus veículos (51 veículos) com cobertura abrangendo responsabilidade civil facultativa, danos materiais e acidentes pessoais de passageiro, seguro de transporte nacional e apólice de seguro de vida para empregados e cônjuges, figurando nesta última tão-somente como estipulante.

8.3.11. Contratos Relevantes Operacionais

8.3.11.1 Contrato de Concessão

Em 09 de dezembro de 1996, a CERJ e a União Federal celebraram o Contrato de Concessão nº 005/96 cujo objeto é a exploração do serviço de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro, destinado ao uso da população em geral, prestado em regime público. Contudo, este contrato não confere à concessionária a exclusividade de distribuição frente a consumidores que possam adquirir energia de outros distribuidores, ou à atuação de cooperativas de eletrificação rural - permissionárias, conforme legislação vigente.

A concessão tem vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão, isto é, 09 de dezembro de 1996, com término previsto para 09 de dezembro de 2026. Existe a possibilidade de prorrogação por igual período, mediante requerimento de prorrogação apresentado pela CERJ até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo do referido contrato, e sua aprovação pelo Poder Concedente.

A concessão pressupõe a adequada qualidade do serviço prestado pela concessionária, considerando-se como tal o serviço que satisfizer às condições de regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade das tarifas, observando os parâmetros e indicadores de qualidade dos serviços de energia elétrica estabelecidos pela ANEEL.

O acervo da concessão, sendo a ela vinculados, é composto por todos os bens pertencentes ao patrimônio da concessionária, descritos no contrato de concessão do serviço de energia elétrica. No caso de extinção da concessão, todos os bens vinculados a ela reverterão automaticamente à ANEEL.

À concessionária é vedado alienar, ceder a qualquer título ou dar em garantia sem a prévia e expressa autorização da ANEEL os bens e instalações diretamente vinculados à Concessão, conforme disposto no Contrato de Concessão e em legislação específica. A concessionária ainda é obrigada, por força de lei e disposição contratual, a participar do MAE e do ONS, submetendo-se às suas regras e procedimentos.

A CERJ pode oferecer em garantia dos contratos de financiamento os direitos emergentes da concessão que lhe foi outorgada, desde que não comprometa a prestação dos serviços e com a expressa anuência da ANEEL, observadas as disposições legais para tanto.

Observadas as regras da legislação econômica vigente, por iniciativa da ANEEL ou da concessionária, as tarifas poderão ser reajustadas mediante aplicação de fórmulas constantes no Contrato de Concessão a cada intervalo não inferior a 12 (doze) meses, podendo haver revisão de tarifas de acordo com as situações elencadas no Contrato de Concessão.

Em caso de descumprimento das obrigações assumidas, a CERJ, conforme disposição no Contrato de Concessão, ficava sujeita às penalidades, incluindo advertência, multas de até 0,1% do valor do faturamento nos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração e, em casos, extremos, extinção da concessão.

Posteriormente, as penalidades passaram a ser reguladas de acordo com o disposto na Resolução ANEEL nº 318/98, o que fez com que as multas porventura à CERJ variassem de 0,01% a 2% do faturamento nos últimos 12 (doze) meses da lavratura das mesmas⁷.

Mudanças no quadro societário da concessionária que impliquem alterações do controle acionário só podem ser realizadas com autorização da ANEEL, devendo o novo controlador assinar termo de anuência às disposições do Contrato de Concessão.

Estão previstas, no art. 35 da Lei nº 8.987/95, hipóteses de extinção do contrato de concessão, quais sejam:

(i) término do prazo da concessão;

(ii) encampação: Ela não deriva da infração pelo concessionário a qualquer dever legal, regulamentar ou contratual. Pressupõe atuação correta e satisfatória do concessionário. Não possui, portanto, natureza sancionatória. Através dela o Estado põe fim à concessão e retoma a prestação do serviço, por meio de ato unilateral, assegurada indenização ao concessionário.

(iii) caducidade: É a extinção da concessão por inadimplemento do concessionário ou supressão de requisito indispensável à manutenção do contrato.

(iv) rescisão amigável ou judicial;

(v) anulação: Trata-se de desfazimento da concessão, por ato próprio do Poder Concedente ou do Poder Judiciário, em virtude de defeito em sua constituição cursos dos procedimentos necessários à formalização da concessão, havendo, por conseguinte, infração à lei, entendida a expressão em acepção ampla. Todavia, tendo em vista não conter no contrato de concessão regra alguma acerca da matéria, aplicam-se ao caso os princípios gerais, inclusive aqueles contidos na Lei nº 8.666.

⁷ De acordo com disposto no art. 8º, § 1º, da Resolução ANEEL nº 318/98, o valor do faturamento a ser levado em consideração na aplicação das multas previstas nesta norma é referente ao faturamento das receitas obtidas com a venda de energia elétrica e prestação de cervo, deduzidos destas o ICMS e o ISS.

(vi) falência ou extinção da Concessionária: Neste caso a concessão será extinta em virtude da dissolução da pessoa jurídica concessionária. No momento da extinção formal da pessoa jurídica não existirão condições materiais de desenvolvimento de qualquer atividade relacionada com o serviço concedido. Portanto, o Estado deverá retomar o serviço assim que ocorrida uma causa de dissolução da concessionária, tendo em vista a perspectiva de desaparecimento posterior da pessoa jurídica.

Vale ressaltar que, conforme previsto no art. 36 da supracitada lei, “A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.”

Para dirimir as controvérsias oriundas do Contrato de Concessão foi eleito o foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal.

8.3.11.2 Contratos Iniciais e Contratos de Compra e Venda de Energia

Os contratos iniciais substituíram os antigos contratos de suprimento, tendo como características relevantes o seguinte: (i) os preços dos contratos serão equivalentes aos dos antigos contratos de suprimento, deduzindo-se os encargos de transmissão; (ii) os volumes contratados para os subsistemas sul, sudeste e centro-oeste serão crescentes até o 4º ano, haja vista a entrada de geração nova através de usinas antigas, permanecendo constantes no 5º ano e sendo reduzidos linearmente até o 9º ano, quando finalmente serão eliminados para dar lugar à competição plena; (iii) havendo racionamento ou hidrologia crítica, os geradores se protegerão dos altos preços do mercado *spot* reduzindo os volumes contratados.

O sistema CERJ é abastecido basicamente por ITAIPU, FURNAS, CIEN – Companhia de Interconexão Energética, ENERTRADE – Comercializadora de Energia S/A, CESP – Companhia Energética de São Paulo e CENF – Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo.

Contrato de Suprimento e Intercâmbio de Energia Elétrica, Repasse e Transporte da Potência de Itaipu (nº 10.594)

A CERJ celebrou, em 31 de maio de 1993, com FURNAS, um Contrato de Suprimento e Intercâmbio de Energia Elétrica, Repasse e Transporte da Potência de Itaipu, mais conhecido como Contrato de ITAIPU. A partir da data da assinatura do contrato inicial de compra e venda de energia e de demanda elétrica FURNAS (nº 12.847), ficaram sem efeito todas as disposições deste Contrato e seus respectivos aditivos, exceto aquelas referentes ao Repasse e Transporte de Potência de ITAIPU.

Esse contrato inicial, com vigência até 31 de maio de 2013, cuja obrigatoriedade de celebração decorreu da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993 e do Decreto nº 774, de 18 de março de 1993 tem como objeto regular o repasse da potência de ITAIPU por força da Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, o transporte da potência de ITAIPU, criado pelo Decreto Lei nº 2.432, de 17 de maio de 1988 e demais intercâmbios de demanda e energia necessários à otimização global do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A tarifa mensal de transporte de energia elétrica e a tarifa para o repasse da potência proveniente de ITAIPU aplicáveis, foram estabelecidas respectivamente na Resolução ANEEL nº 307, de 30 de junho de 2003, no valor de R\$2.776,01/MW e na Resolução ANEEL nº 677, de 23 de dezembro de 2003, no valor de US\$17,8474/kW, segundo a taxa de conversão para venda vigente no dia de pagamento das respectivas faturas, aplicável aos faturamentos realizados a partir de 1º de janeiro de 2004.

Contrato inicial de compra e venda de energia e de demanda elétrica FURNAS (nº 12.847)

A CERJ celebrou, em 10 de junho de 1999, com a FURNAS, um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica e Demanda, mais conhecido como Contrato Inicial. A partir da data da assinatura deste contrato, as disposições do Contrato de Suprimento nº 10.549, celebrado em 31 de maio de 1993, e seus respectivos aditivos, exceto aquelas referentes ao Repasse e Transporte de Potência de ITAIPU, ficaram sem efeito.

Esse contrato inicial, com vigência até 31 de dezembro de 2005, tem como objeto regular a compra e venda da energia e da demanda contratada e 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 desempenhadas pelo Grupo Coordenador da Operação Interligada (Eletrobrás) - GCOI ao ONS.

Cabe esclarecer que a eficácia desses Contratos dependia da assinatura pela CERJ, do Contrato de Conexão (“CCT” nº 12.957) e de Uso de Transmissão (“CUST” nº 088/2002) com a Transmissora, que neste caso é a própria FURNAS, e com o ONS.

Ressalte-se que o CUST, que passou a vigorar em 30 de dezembro de 2002 e permanecerá em vigor até a extinção da concessão da CERJ, estabeleceu os termos e as condições que irão regular o uso da rede básica (instalações pertencentes ao sistema interligado e identificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL) pela concessionária.

As novas tarifas de suprimento FURNAS - CERJ aplicáveis aos montantes de energia e demanda previstos no Contrato Inicial, constam da Resolução ANEEL nº 689, de 24 de dezembro de 2003, que fixou para a energia o valor de R\$ 62,48/MWh e para a demanda o valor de R\$ 4,83/kW.

Este Contrato foi aditado para garantir o suprimento de 95% do Mercado Cativo em energia contratada, conforme a Resolução da ANEEL nº 91, de 27 de fevereiro de 2003, atendendo desta forma disposição contida no Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, impedindo a desconstratação da energia prevista para o ano de 2004.

Contrato de compra e venda de energia elétrica CIEN – Companhia de Interconexão Energética (nº 001/2002)

A CERJ celebrou com a CIEN, em 26 de junho de 2002, um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2002 até 31 de dezembro de 2022, e que tem como objeto a venda por parte da CIEN e a compra por parte da CERJ de 200 MW médios, de energia contratada, na modalidade *take or pay*, a serem disponibilizados à CERJ pela CIEN no ponto de referência.

No contrato em questão foi acordado que a CERJ pagaria mensalmente à CIEN o valor de 73,07 R\$/MWh, referente a janeiro de 2001, ajustado pela variação *pro rata* do IGPM entre este mês e o mês anterior à data do início de suprimento.

O primeiro reajuste do preço de venda ocorreu em 01 de janeiro de 2004, caso os critérios de repasse dos custos de aquisição de energia para as tarifas de fornecimento da CERJ fossem alterados, de forma a permitir o repasse do preço de venda ajustado naquela data, sem afetar seu equilíbrio econômico-financeiro.

O termo aditivo deste contrato manteve a tarifa da energia contratada em R\$ 73,07/MWh. Contudo, as novas tarifas de suprimento CIEN - CERJ aplicáveis aos montantes de energia previstos no referido contrato, foram fixadas posteriormente, por meio do Despacho ANEEL nº 874, de 18 de novembro de 2003, no valor de R\$ 92,90/MWh, retirando, por conseguinte, cláusula contratual de variação do dólar no percentual de 5% transferível aos preços de venda.

Contrato de compra e venda de energia elétrica ENERTRADE – Comercializadora de Energia S/A (nº 001/2002)

A CERJ celebrou com a ENERTRADE, em 26 de junho de 2002, um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2002 até 31 de dezembro de 2022, e que tem como objeto regular a compra e venda de 40 MW médios de energia contratada e da demanda.

O preço da energia contratada foi fixado em R\$73,07/MWh , tendo, contudo, as novas tarifas de suprimento ENERTRADE - CERJ aplicáveis aos montantes de energia previstos no referido contrato sido estabelecidas pelo Ofício nº 875/2003, que fixou o valor de R\$73,64/MWh.

Em seu termo aditivo ficou determinado que o período de suprimento findar-se-á um dia antes do previsto, isto é, em 30 de dezembro de 2022.

Contrato de compra e venda de energia elétrica e de demanda CESP – Companhia Energética de São Paulo

A CERJ celebrou com a CESP, em 23 de dezembro de 2002, um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica e de Demanda, com vigência a partir de 01 de maio de 2001 até 31 de dezembro de 2005, e que tem como objeto regular a compra e venda de energia e da demanda.

O preço da energia foi estabelecido em R\$20,49/MWh, enquanto o da demanda ficou estabelecido em R\$ 7,33/kW. Através da Resolução nº 690 de 24 de dezembro de 2003, os novos valores foram fixados em R\$ 37,33/MWh e R\$ 13,36/kW, respectivamente.

Contrato de compra de energia elétrica e de demanda CENF – Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo

A CERJ celebrou com a CENF um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica e de Demanda, com vigência a partir da data de sua assinatura, isto é, em 01 de abril de 2003, até 31 de dezembro de 2005, ficando, no entanto, convalidados os atos praticados a partir de 01 de janeiro de 2001, e que tem como objeto regular a compra pela CERJ e a venda pela CENF da energia e da demanda estabelecida neste contrato.

As tarifas de suprimento CENF - CERJ aplicáveis aos montantes de energia previstos no referido contrato constam originariamente da Resolução ANEEL nº 045 de 01 de fevereiro de 2001, que fixou para a energia o valor de R\$ 27,57/MWh e para a demanda o valor de R\$9,84/kW.

Contrato de compra e venda de energia elétrica e demanda CENF – Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo

A CERJ celebrou um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica e de Demanda com a CENF, o qual estava previsto em seu Contrato de Concessão nº 005/96, tendo como objetivo a venda de energia elétrica por parte da primeira, e a compra pela segunda.

O referido contrato teve seu início em 01 de abril de 2003, com término previsto para 31 de dezembro de 2005, ou até que todos os atos referentes a ele estejam cumpridos, tendo todos os atos praticados a partir de 01 de janeiro de 2001 sido convalidados.

A Resolução ANEEL nº 045 de 01 de fevereiro de 2001 estipulou a tarifa de energia em R\$30,16//MWh, e a tarifa de demanda em R\$10,28/KW em 69 kV.

Contrato de compra e venda de energia elétrica e demanda ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S/A

O Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica em que a CERJ figura como vendedora e a ELEKTRO como compradora teve início em 19 de agosto de 2003, data de sua assinatura, tendo seu fim sido determinado para o dia 31 de dezembro de 2005 ou até que todos os atos referentes a ele estejam cumpridos. Todos os atos praticados a partir de 01 de janeiro de 2001 foram convalidados.

A Resolução ANEEL nº 045 de 01 de fevereiro de 2001 estipulou a tarifa de energia em R\$ 26,25//MWh, e a tarifa de demanda em R\$ 8,95/KW em 13,8 kV.

Contrato de compra e venda de energia elétrica CIEN – Companhia de Interconexão Energética (nº 001/2003)

A CERJ celebrou com a CIEN, em 21 de julho de 2003, um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, tendo início em 31 de dezembro de 2003 e findando-se em 30 de dezembro de 2018.

Este contrato tem como objeto estabelecer os termos e condições gerais que irão regular a venda por parte da CIEN e a compra por parte da CERJ de 84 MWh por hora, de energia contratada, a serem disponibilizados à CERJ pela CIEN no ponto de referência.

O preço da energia contratada foi fixado em R\$72,35/MWh, tendo as novas tarifas de suprimento CIEN - CERJ aplicáveis aos montantes de energia previstos no Contrato Inicial, fixadas em R\$ 95,23/MWh, pelo Ofício nº 2011/2003-SFF/ANEEL e seu termo aditivo.

8.3.11.3 Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e de Conexão

Por força da Lei 9.648/98, a CERJ, assim como as demais concessionárias do país, viu-se obrigada a assinar, em 11 de dezembro de 1999, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão nº 033/99 (CUST), posteriormente complementado pelo CUST nº 088/2002, com o ONS, representante das empresas transmissoras junto aos usuários que acessarem o sistema interligado, que disciplina a prestação de serviços de uso da rede básica de transmissão, bem como controla a operação dos sistemas elétricos interligados e administra os serviços de transmissão prestado pelas concessionárias de transmissão.

Para garantir o acesso às redes de transmissão, a CERJ celebrou também, em 13 de novembro de 2002, o Contrato de Conexão nº 12.957 (CCT) com FURNAS, empresa proprietária da linha de transmissão, com a interveniência do ONS, com prazo de vigência até o advento da concessão de uma das partes.

Esse contrato tem por objetivo estabelecer as normas e procedimentos que irão regular o acesso físico da CERJ às linhas de transmissão de propriedade de FURNAS, ou seja, a conexão das redes de transmissão da CERJ às linhas de Transmissão da Rede Básica (Sistema Interligado), que no caso pertencem à FURNAS.

8.3.11.4 Contratos Celebrados com Consumidores

Os consumidores da CERJ são classificados, conforme o artigo 20 da Resolução ANEEL nº 456/2000, em sete categorias principais: (i) residencial; (ii) industrial; (iii) comercial; (iv) rural; (v) poder público; (vi) iluminação pública e (vii) serviço público. Cada um possui diferentes características, bem como contratos específicos, conforme se verá a seguir:

Classe Residencial

Os consumidores enquadrados na classe residencial pertencem ao Grupo “B”, isto é, eles estão ligados a uma tensão inferior a 2,3 kV. E, de acordo com o artigo 20 da Resolução ANEEL nº 456/2000, serão consideradas como residenciais as unidades consumidoras com fim residencial.

O contrato desta classe, conforme estabelecido pela Resolução ANEEL nº 615/2002, é o de adesão, o qual, de acordo com o disposto no artigo 22 da Resolução ANEEL nº 456/2000, deve ser encaminhado ao usuário até a data de apresentação da primeira fatura de energia elétrica.

Tem como objeto as principais condições da prestação e utilização do serviço público de energia elétrica entre a concessionária e o consumidor, de acordo com as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Baixa Renda

Trata-se de uma subclasse da Classe Residencial, à qual pertencem os consumidores residenciais com consumo inferior a 80 Kwh e aqueles que, atendendo determinados critérios tiverem consumo mensal entre 80 e 220 Kwh, calculado com base na média dos últimos 12 (doze) meses. Para essa classe de consumidor, são assegurados alguns benefícios, como uma energia mais barata, ausência de cobrança de encargos, tais como o Encargo de Capacidade Emergencial - ECE, o custo de disponibilidade do sistema, etc.

O contrato celebrado com esses consumidores, no entanto, é o mesmo que o dos demais consumidores classificados como residenciais.

Classe Industrial

São considerados consumidores pertencentes à classe industrial aqueles em cuja unidade consumidora é “desenvolvida atividade industrial, inclusive o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial...”.

O contrato celebrado com esse consumidor variará conforme a sua subclassificação, veja-se:

(i) Convencional: O Contrato de Tarifação Convencional tem como objeto o fornecimento energia elétrica e demanda de potência independente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano, em tensão de 13,8 kV, de acordo com as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

(ii) Horosazonal: Neste contrato as tarifas cobradas pelo consumo de energia elétrica e de demanda de potência variam de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

a) Tarifa Azul: Nesta modalidade o consumo de energia elétrica a tarifa será cobrada da seguinte forma: No caso de demanda de potência (kW), haverá um preço para o horário de ponta e outro para o horário fora de ponta. No caso do consumo de energia (kWh), o preço será diferente em horário de ponta em período úmido; horário de ponta em período seco, horário fora de ponta em período úmido e horário fora de ponta em período seco. No seu conteúdo de natureza regulamentar, ficam sujeitas às alterações que eventualmente venham a ser efetivadas pelo Poder Concedente, as quais serão de acatamento obrigatório pelas partes.

b) Tarifa Verde: A aplicação das tarifas estabelecidas neste contrato variam de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, isto é, para demanda de potência será cobrado um preço único, enquanto para o consumo de energia o valor variará de acordo com o horário e o período em que ela é utilizada, ou seja, horário de ponta em período úmido; horário de ponta em período seco, horário fora de ponta em período úmido e horário fora de ponta em período seco.

Classe Comercial

Os contratos da classe comercial serão estabelecidos com aqueles consumidores que exerçam atividades comerciais ou de prestação de serviços, ou ainda, outra atividade não prevista nas demais classes, inclusive o fornecimento destinado às instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações com predominância de unidades consumidoras não-residenciais.

Assim sendo, o contrato celebrado nessa classe terá variação de acordo com a tensão em que esse consumidor encontra-se ligado.

8.3.12. Aspectos Ambientais

8.3.12.1. Licenciamento Ambiental

A Política Nacional do Meio Ambiente (Lei 6.938/81) determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental. Este procedimento é necessário tanto para a instalação inicial do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas.

No Estado do Rio de Janeiro, a CECA e a FEEMA são competentes para a análise das atividades e emissão de licenças ambientais, bem como para a imposição de condições, restrições e medidas de controle pertinentes. Ressalte-se que uma das usinas hidrelétricas da companhia situa-se no município de Tombos, estado de Minas Gerais. Neste caso, o órgão competente para o licenciamento é a FEAM.

O processo de licenciamento ambiental segue, basicamente, três estágios subsequentes: Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de Operação.

A ausência de licença ambiental, independentemente de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, consiste em crime ambiental além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas tais como multas de até R\$ 10.000.000,00.

As instalações operacionais implantadas anteriormente à privatização da companhia não dispunham de respectivas licenças ambientais. A atual gestão requereu à FEEMA e à FEAM o licenciamento ambiental destas e das novas instalações. A maioria desses procedimentos licenciatórios ainda se encontra em curso. Assim, a Companhia não possui todas as licenças ambientais e cadastros aplicáveis.

A situação das redes de distribuição configura outra exceção ao quadro apresentado. Isto por que a Companhia apenas requer o licenciamento das mesmas quando notificado pela autoridade ambiental.

8.3.12.2. Resíduos Sólidos

No passado, a CERJ empregava o ascarel como isolante em seus transformadores e capacitores. A proibição do uso desse produto fez com que a companhia substituísse não apenas os equipamentos contaminados, mas também o óleo mineral isolante utilizado em sua atividade. Dando cumprimento a um TAC, assinado com o Ministério Público Federal em 12 de dezembro de 1997, todo o material que teve contato com o ascarel foi destinado à BAYER para incineração.

Atualmente, os resíduos dos óleos isolantes são os principais rejeitos das atividades da CERJ. O material inservível é destinado a terceiros para que se proceda à adequada destinação final dos mesmos.

É importante ressaltar que, de acordo com a Política Nacional do Meio Ambiente, os danos ambientais envolvem responsabilidade solidária e objetiva. Isso significa que a obrigação de reparação poderá afetar a todos os direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Portanto, a contratação de terceiros para proceder à adequada disposição final de resíduos não isenta a CERJ da responsabilidade por eventuais danos ambientais causados pela contratada, caso esta não desempenhe suas atividades de maneira satisfatória.

8.3.12.3. Recursos Hídricos

A Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei 9.433/97) determina que o uso de corpos d'água para fins de captação ou lançamento de efluentes deverão ser previamente autorizados pelo Poder Público por meio de outorga de direito de uso. A Companhia não possui todas as outorgas necessárias. No estado do Rio de Janeiro, a SERLA é o órgão ao qual incumbe tal função. Ressalte-se que uma das usinas hidrelétricas da companhia situa-se no município de Tombos, estado de Minas Gerais. Neste caso, se corpo hídrico utilizado for de domínio estadual, o IGAM será o órgão competente para a emissão de outorga. Caso seja um rio de domínio da União, a tarefa cabe à ANA.

O aproveitamento de potencial hidrelétrico por meio das usinas hidrelétricas da CERJ configura atividade sujeita à outorga. A Companhia apresentou requerimento à SERLA, que ainda não se manifestou quanto à emissão desses documentos.

8.3.12.4. Processos Judiciais, Autos de Infração, Inquéritos Cíveis e TACs

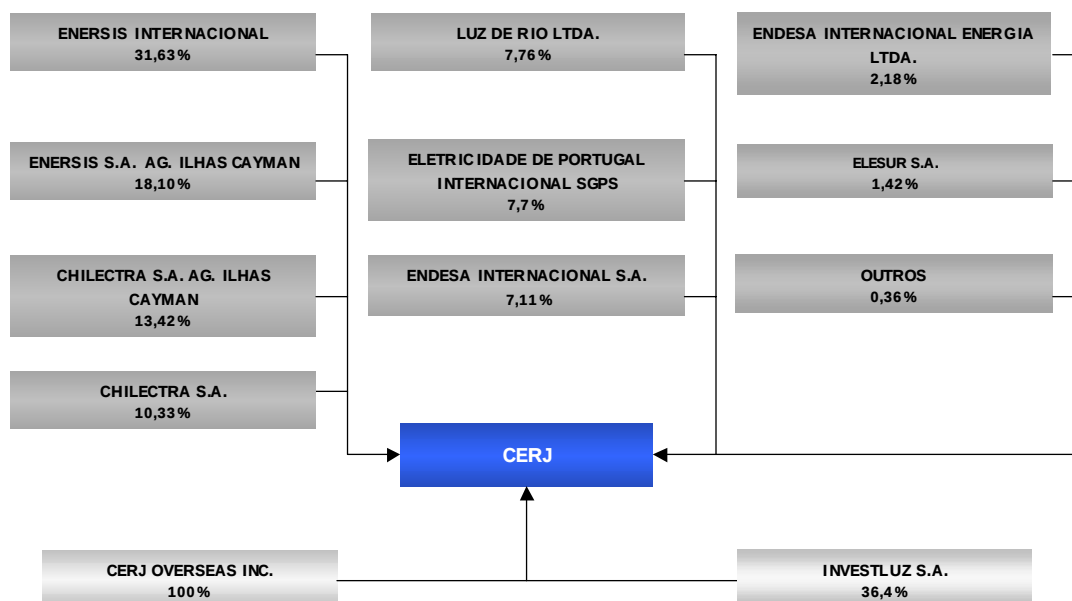
Exceto pela ação civil pública mencionada no Item 8.9.1 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora – Contingências Judiciais e Administrativas – Cível – Ações Cíveis Públicas” deste Prospecto, a CERJ não figura como ré em processos judiciais relativos aos aspectos ambientais de suas atividades. Também não é alvo de inquéritos cíveis ou autuações de autoridades ambientais.

Em julho de 2003, a CERJ atuou como interveniente em um TAC envolvendo o Ministério Público do estado do Rio de Janeiro, a FEEMA, a SERLA e empresários da região de Cabo Frio. O objetivo desse instrumento foi a regularização ambiental de alguns empreendimentos imobiliários situados na Área de Proteção Ambiental de Massambaba.

A partir da assinatura do TAC, a CERJ ficou autorizada instalar a rede elétrica naquela localidade. Neste caso, a intervenção da CERJ no TAC não resultou de infrações ambientais cometidas pela Companhia.

8.4. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

Atualmente, a Companhia possui a seguinte estrutura organizacional:



Para informações sobre os acionistas com mais de 5% do capital social, ver Item 8.6.1 da Seção VIII “Informações Relativas à Emissora - Acionistas” deste Prospecto.

8.5. PROPRIEDADES, PLANTAS E EQUIPAMENTOS

A Companhia possui diversos imóveis próprios. Segue tabela que sintetiza os dados imobiliários da Companhia em 31 de março de 2003:

Utilização	Com título de propriedade	Sem título de propriedade ⁽¹⁾	Total por utilização
Subestação	99	29	128
Usina Hidrelétrica	13	-	13
Linha de Transmissão	29	24	53
Distribuição	15	01	16
Comercialização	36	03	39
Administração	35	-	35
Comunicação	02	-	02
Total	229	57	286

⁽¹⁾ Os imóveis classificados como “sem título” são os imóveis recebidos pela Companhia por força da concessão e que antes da privatização, a Companhia já mantinha posse pacífica da área. São exemplos destas propriedades, trechos de linhas de transmissão, pequenas áreas em imóveis de clientes onde equipamentos são instalados para suprir demanda do próprio cliente, etc. Tais posses têm pequena chance de serem contestadas, tendo em vista o longo prazo de ocupação dos mesmos.

Diversos imóveis de propriedade da Companhia estão penhorados em ações judiciais e execuções fiscais e trabalhistas. A Companhia não onera imóveis operacionais, como subestações, cuja eventual perda ou restrição ao uso possa comprometer a realização das atividades da Companhia.

A Companhia também celebra contratos de locação de imóveis, na qualidade de locadora e locatária, sendo o principal deles o contrato de locação do prédio onde funciona a administração central da Companhia.

8.6. COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

8.6.1. Acionistas

A distribuição do capital social da Companhia, em 29 de abril de 2004, e uma breve descrição dos seus acionistas que detêm mais de 5% do capital social são apresentados a seguir:

Acionistas	Quantidade de Ações	%
Enersis Internacional	1.339.620.447.234	31,63
Enersis S.A. Ag. Ilhas Cayman	1.159.027.803.468	27,37
Chilectra S.A. Ag. Ilhas Cayman	568.195.936.536	13,42
Luz de Rio Ltda.	373.202.511.088	8,81
Eletricidade de Portugal Internacional SGPS	326.263.552.107	7,70
Endesa Internacional S.A.	300.955.653.957	7,11
Outros ⁽¹⁾	167.920.606.804	3,96
Total	4.235.186.511.194	100,0

⁽¹⁾ Estão alocadas em “Outros” duas sociedades do grupo Endesa: a Endesa Internacional Energia Ltda. que possui 92.227.564.955 ações e a Elesur S.A. que possui 60.308.020.372 ações, correspondente a 2,2% e 1,4%, respectivamente, do capital social da Companhia.

As sociedades listadas abaixo, que possuem 91,94% do capital social da CERJ, são controladas, direta ou indiretamente, pela Endesa S.A., sociedade constituída e organizada de acordo com as leis da Espanha, com sede na calle Ribera del Loira, 60, Madri., é um dos maiores grupos elétricos privados do mundo, desempenhando atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica em mais de 12 países, além de atividades relacionadas com a energia, como gás natural, cogeração, energias renováveis e água, tanto na Espanha como em outros países.

- Enersis Internacional, sociedade devidamente constituída de acordo com as leis das Ilhas Cayman, Índias Britânicas Ocidentais, com sede na P.O. Box 309, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands;
- Enersis, S.A. (sucessora legal de Empresa Electrica de Panamá S.A.): sociedade devidamente constituída de acordo com as leis das Ilhas Cayman, Índias Britânicas Ocidentais, com sede na P.O. Box 309, George Town, Grand Cayman, Ilhas Cayman, cuja matriz está localizada no Chile, na Avenida Santa Rosa 76, 17º andar, Santiago. É controlada pela Endesa S.A.;
- Chilectra S.A. (sucessora legal de Empresa Electrica de Panamá S.A. e Sociedad Panameña de Electricidade S.A.): sociedade devidamente constituída de acordo com as leis das Ilhas Cayman, Índias Britânicas Ocidentais, com sede na P.O. Box 309, George Town, Grand Cayman, Ilhas Cayman, cuja matriz está localizada no Chile, na Avenida Santa Rosa 76, 17º andar, Santiago. É controlada pela Enersis, S.A.;

- Luz de Rio Ltda.: sociedade constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Praça Leoni Ramos, 01, Bloco 01, 7º andar – parte, Niterói, é controlada pelas acionistas da CERJ – Enersis, S.A. e Chilectra S.A.;
- Endesa Internacional, S.A. (sucessora legal de Endesa Desarrollo, S.A.): sociedade devidamente constituída e organizada de acordo com as leis da Espanha, com sede na calle Ribera Del Loira, 60, Madri. É controlada pela Endesa S.A.
- Endesa Internacional Energia Ltda., sociedade devidamente constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Av. Rio Branco, 85, 14º andar (parte), Rio de Janeiro, RJ. É controlada pela Endesa Internacional, S.A.
- Elesur S.A., sociedade devidamente constituída de acordo com as leis do Chile, com sede na Av. Santa Rosa, 76, 16º andar, Santiago.

A Eletricidade de Portugal Internacional, SGPS é uma sociedade devidamente constituída de acordo com as leis de Portugal, com sede na Avenida José Malhoa, Lote A-Treze, Lisboa. Possui 7,7% do capital social da CERJ. O Grupo EDP é um dos grande operadores europeus do setor elétrico, com atividades de produção e distribuição em Portugal e Espanha, e atividades de produção, distribuição e de comercialização na América Latina (com grande representação no Brasil), África e Macau. As atividades do grupo EDP estão centradas nas áreas de produção e distribuição de energia elétrica, telecomunicações e tecnologias de informação, mas também abrangem outras áreas complementares e relacionadas, como as da água, gás, engenharia, ensaios laboratoriais, formação profissional ou gestão do patrimônio imobiliário.

Para maiores informações sobre o exercício de voto pelos acionistas ver item 8.6.3 desta Seção do Prospecto.

8.6.1.1. Indicação de alterações relevantes na participação dos membros do grupo de controle nos últimos 3 exercícios sociais

Em 16 de julho de 2002, os acionistas Luz de Rio Ltda. e Endesa Internacional Energia Ltda. converteram as debêntures da primeira Emissão da Companhia em ações da Companhia, aumentando o capital social da Companhia em R\$260.837.179,07.

Em dezembro de 2002, os acionistas Luz de Rio Ltda. e Enersis S.A. subscreveram um aumento de capital no valor de R\$370.000.000,00, o qual foi integralizado mediante a conversão de um empréstimo em 14 de fevereiro de 2003.

Em 08 de janeiro de 2004, os acionistas aprovaram proposta de aumento do capital social em R\$710.000.000,00, mediante subscrição particular de 1.339.622.641.509 ações ordinárias, o qual foi homologado em 29 de abril de 2004.

8.6.1.2. Ações em Tesouraria

A Companhia atualmente não possui nenhuma ação de sua própria emissão em tesouraria.

8.6.1.3. Assembléias Gerais

As Assembléias Gerais realizam-se: (a) ordinariamente, nos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao encerramento de cada exercício social; e (b) extraordinariamente, sempre que o Conselho de Administração achar conveniente ou nos casos previstos em lei.

Além das matérias previstas na Lei de Sociedades por Ações, compete a Assembléia Geral:

- deliberar sobre a emissão de debêntures, estabelecendo: (i) o valor da emissão ou os critérios de determinação do seu limite, e a sua divisão em séries, se for o caso; (ii) o número e o valor nominal das debêntures; (iii) as garantias reais ou a garantia flutuante, se houver; (iv) as condições de correção monetária, se houver; (v) a conversibilidade ou não em ações e as condições a serem observadas na conversão; (vi) a época e as condições de vencimento, amortização ou resgate; (vii) a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso, se houver; e (viii) o modo de subscrição e colocação e o tipo das debêntures;
- delegar ao Conselho de Administração a deliberação sobre as condições previstas nos itens (vi) a (viii) do item anterior e sobre a oportunidade da emissão das debêntures; e
- deliberar acerca de pagamento de juros sobre capital próprio aos acionistas.

A cada ação ordinária corresponde um voto nas deliberações da Assembléia Geral.

8.6.2. Informações sobre Títulos e Valores Mobiliários

Títulos de Dívida

A CERJ emitiu, em 01 de novembro de 1998, debêntures para distribuição pública, as quais foram posteriormente convertidas em ações da Companhia por Luz de Rio Ltda. e Endesa Internacional Energia Ltda., conforme informado no Item 8.6.1.1 acima. As principais características desta operação são as seguintes:

Valor:	R\$300.000.000,00.
Quantidade e Valor Nominal:	30.000 debêntures conversíveis em ações ordinárias, com valor nominal unitário de R\$10.000,00 .
Forma:	nominativas, não endossáveis.
Juros Remuneratórios:	43% sobre a variação acumulada da Taxa ANBID
Vencimento:	05 anos, a contar da data da emissão.
Destinação dos Recursos	Os recursos oriundos da primeira emissão foram utilizados para o mesmo fim previsto nos documentos dessa emissão, qual seja, a substituição de endividamento anteriormente contratado (pagamento de empréstimos).



A CERJ emitiu, ainda, notas promissórias (*Commercial Paper*) para subscrição pública por duas vezes em 2001, estando ambas integralmente quitadas. Abaixo, seguem as principais características destas operações:

(i) Primeira Emissão de Notas Promissórias

Valor:	R\$100.000.000,00.
Quantidade e Valor Nominal:	200 Notas Promissórias, com valor nominal unitário de R\$500.000,00.
Forma de Integralização:	à vista, no ato da subscrição.
Garantia:	não há.
Remuneração:	aquisição mediante a aplicação de um deságio para adequar a sua remuneração às condições de mercado na época da colocação.
Vencimento:	180 dias, a contar da data da subscrição.
Regime de Colocação:	colocação em uma única vez.
Data de subscrição:	04 de maio de 2001.

(ii) Segunda Emissão de Notas Promissórias

Valor:	R\$70.000.000,00.
Quantidade e Valor Nominal:	140 Notas Promissórias, com valor nominal unitário de R\$500.000,00.
Forma de Integralização:	à vista, no ato da subscrição.
Garantia:	não há.
Remuneração:	aquisição mediante a aplicação de um deságio para adequar a sua remuneração às condições de mercado na época da colocação.
Vencimento:	180 dias, a contar da data da subscrição.
Data de subscrição:	12 de dezembro de 2001.

Todas as obrigações, pecuniárias e não-pecuniárias, decorrentes das emissões acima indicadas foram devidamente cumpridas pela Companhia nos prazos originalmente pactuados nos respectivos documentos dessas emissões.

Títulos Representativos do Capital Social da Companhia

A Companhia obteve seu registro junto à BOVESPA em 06 de março de 1969.

Segue abaixo quadro com a cotação das ações da CERJ nos últimos 12 meses:

Mês	Média de abertura	Alta	Baixa	Média de Fechamento	Volume
Abril/03	0,20	0,23	0,18	0,20	747.919
Mai/03	0,21	0,22	0,20	0,21	450.913
Junho/03	0,20	0,21	0,19	0,20	213.487
Julho/03	0,19	0,21	0,17	0,19	239.246
Agosto/03	0,17	0,19	0,16	0,17	304.471
Setembro/03	0,27	0,39	0,18	0,27	1.824.275
Outubro/03	0,28	0,29	0,26	0,28	277.548
Novembro/03	0,30	0,56	0,26	0,30	1.426.546
Dezembro/03	0,45	0,57	0,39	0,44	590.304
Janeiro/04	0,45	0,50	0,40	0,45	978.417
Fevereiro/04	0,47	0,52	0,42	0,48	750.571
Março/04	0,47	0,50	0,45	0,47	916.300
Abril/04	0,47	0,49	0,42	0,46	452.135

Dividendos

A CERJ não teve lucros nos exercícios de 1999, 2001, 2002 e 2003, razão pela qual não distribuiu dividendos aos seus acionistas nesses exercícios.

Apesar do lucro obtido no ano de 2000, não foi possível distribuir dividendos aos acionistas, tendo em vista que esse lucro foi utilizado para compensação de prejuízos acumulados.

8.6.3. Acordo de Acionistas

Em 19 de novembro de 1996, a Endesa Internacional, S.A., Enersis, S.A., Chilectra S.A. e EDP – Electricidade de Portugal Internacional, SGPS, S.A. (“Partes”) celebraram o acordo de acionistas da Companhia, o qual foi aditado em 19 de novembro de 1996, 22 de novembro de 2002, 10 de março de 2003 e 11 de dezembro de 2003. Esse acordo de acionistas encontra-se arquivado na sede da Companhia.

O acordo de acionistas tem prazo de 10 anos, com exceção do direito de preferência na subscrição dos aumentos de capital, cessão de direitos de subscrição ou venda ou cessão de ações, cujos direitos vigorarão pelo prazo da Concessão.

Conforme o acordo de acionistas, a acionista EDP – Electricidade de Portugal Internacional, SGPS, S.A. indicará 2 membros efetivos e respectivos suplentes do Conselho de Administração, inclusive o seu Presidente, enquanto as acionistas Endesa Internacional, S.A., Enersis, S.A., Chilectra S.A. indicarão os demais membros, inclusive o Vice-Presidente do Conselho de Administração.

A Diretoria será indicada em conjunto pela Endesa Internacional, S.A., Enersis, S.A. e Chilectra S.A. se as 3 acionistas detiverem 50% ou mais das ações na CERJ. Caso a EDP – Electricidade de Portugal Internacional, SGPS, S.A. detenha pelo menos 10% das ações, a mesma poderá vetar tal indicação, com justificativa.

Dentre as cláusulas mais relevantes do acordo, pode-se destacar: (i) instruir os representantes e membros do Conselho de Administração indicados pelas Partes a votar nas reuniões sempre de acordo com as decisões tomadas pelas partes; (ii) as Partes terão sempre uma reunião prévia antes de cada Assembleia Geral ou reunião do Conselho de Administração da CERJ, de suas controladas ou de sociedades em que a CERJ detenha participação relevante, cujas aprovações dependerão do voto afirmativo de 60%, salvo as matérias especiais (90%), qualificadas (92%) ou de *quorum* superior; (iii) direito de preferência pelas Partes na subscrição do aumento de capital da parte que não pretender subscrever a participação que lhe couber, cuja cessão deverá ser formalizada, não podendo ceder seus direitos de subscrição a terceiros; (iv) no caso de alienação, cessão e transferência de ações de qualquer uma das Partes, as demais Partes terão direito de preferência nas suas respectivas proporções. Caso nenhuma das Partes se manifeste, as ações poderão ser negociadas com terceiros nas mesmas condições oferecidas às partes, pelo menos. Essas negociações poderão depender de aprovação prévia do Poder Concedente; e (v) as Partes terão o direito à execução específica da obrigação de fazer pelo não cumprimento por qualquer parte de suas obrigações no acordo de acionistas, sem prejuízo do direito a indenização por perdas e danos pela violação.

8.6.4. Operações com Partes Relacionadas

8.6.4.1. Operações com a Investluz

A Companhia celebrou dois contratos de mútuo com a Investluz, (a) o primeiro, celebrado em 27 de junho de 2003, no valor de R\$55 milhões, com juros de 115% do CDI, devendo o principal e encargos serem pagos em 21 de junho de 2004; e (ii) o segundo, celebrado em 05 de setembro de 2003, no valor de R\$16,8 milhões, com juros de 115% do CDI, devendo o principal e encargos serem pagos em 24 de maio de 2004. Essas operações foram autorizadas pela ANEEL por meio do Ofício nº 937/03. Em 31 de março de 2004, o montante devido pela Investluz era de R\$81,84 milhões. Esses dois contratos de mútuo estão em fase de renovação, estando pendente a respectiva autorização da ANEEL.

8.6.4.2. Operações com a CERJ Overseas

A Companhia e a CERJ Overseas realizaram operações de empréstimos. Em 1998, a Companhia celebrou contratos de mútuo com a CERJ Overseas (na qualidade de devedora) no valor de US\$206,8 milhões, com juros de 6% a.a. mais Libor e vencimento em 30 de dezembro de 2006. Em 31 de março de 2004, o montante devido pela CERJ Overseas era de aproximadamente R\$669,2 milhões. Ademais, a Companhia (na qualidade de devedora) também celebrou contrato de mútuo com a CERJ Overseas (na qualidade de credora), no valor de aproximadamente US\$163 milhões, com juros de 11,2% a.a. e vencimento final em 06 de outubro de 2008. Em 31 de março de 2004, o montante devido pela Companhia era de aproximadamente R\$579,4 milhões.

8.6.4.3. Operações com a Enersis

Em fevereiro de 2004, a Enersis tinha um crédito contra a Companhia (oriundos da cessão de créditos da CERJ Overseas contra a Companhia para a Enersis), no valor de aproximadamente US\$250 milhões, sendo que parte desse empréstimo, no valor de aproximadamente R\$710 milhões, foi convertido em ações da Companhia. Em 31 de março de 2004, o montante devido pela Companhia era de US\$6,4 milhões, com vencimento em 06 de outubro de 2008 e juros de 11,20% a.a..

8.6.4.4. Operações com outras partes relacionadas

Em 10 de julho de 2002, a Companhia celebrou com a Luz de Rio Ltda. e a Endesa International Energia Ltda. “Instrumento Particular de Novação, Confissão e Renegociação de Dívida” no valor de R\$13,3 milhões e de R\$3,7 milhões respectivamente, referentes aos juros devidos e não pagos à Luz de Rio Ltda. e à Endesa International Energia Ltda. em virtude da sua primeira emissão de debêntures conversíveis em ações ordinárias da Companhia. O valor devido é atualizado monetariamente pelo IGP-M e sobre ele incidem juros de 12% a.a.. Em 31 de março de 2004, os valores devidos pela Emissora em virtude desses contratos eram de R\$17,9 milhões e R\$5 milhões, respectivamente. Essas operações estão em análise na ANEEL.

A Emissora também celebrou contratos de compra e venda com a ENERTRADE – Comercializadora de Energia S.A. e a CIEN – Companhia de Interconexão Energética. Para maiores informações ver Item 8.3.11 da Seção VIII “Informações relativas à Emissora – Atividades – Contratos Relevantes Operacionais” deste Prospecto.

A CERJ ainda celebrou os seguintes contratos com partes relacionadas: (i) Cam Brasil Multiserviços Ltda., Synapsis Brasil S.A. e Enersis S.A., oriundos principalmente da prestação de serviços especializados, tais como, gerenciamento de software, administração e finanças, prestação de serviços de informática, relacionados diretamente com as operações da Companhia; (ii) Endesa Internacional S.A., por gastos incorridos pelas atividades de auditoria corporativa na CERJ.

8.6.4.5. Operações Futuras com Partes Relacionadas

Exceto pela renovação dos contratos de mútuo com a Investluz, conforme item 8.6.4.1 acima, atualmente não estão previstas outras operações com partes relacionadas.

8.7. ADMINISTRAÇÃO

A administração da Companhia compete a um Conselho de Administração e a uma Diretoria.

A remuneração global para os membros do Conselho de Administração, no exercício de 2004 até a assembléia geral ordinária de 2005, foi fixada no limite máximo de até R\$150.000,00 e a remuneração global da Diretoria, no mesmo período, foi fixada em R\$3.700.000,00, acrescido da variação do IGP-M no período anual, totalizando R\$3.888.036,69 entre rendimentos fixos e variáveis, incluindo participações, materializadas em percentuais incidentes sobre os resultados, nos termos da assembléia geral ordinária de 2004.

A Companhia não possui planos de opção de compra de ações.

8.7.1. Conselho de Administração

Além das atribuições decorrentes da Lei de Sociedades por Ações, compete ao Conselho de Administração, dentre outras matérias:

- aprovação do plano anual de financiamento, incluindo gestão de caixa e sua alteração, contrair empréstimo no País ou no exterior em valor superior a R\$ 50.000.000,00;
- aprovação do plano anual de investimento no ativo fixo da Companhia;

- a prestação de garantia a financiamentos, tomados no País ou no exterior, em valor superior a R\$50.000.000,00;
- definição da estrutura organizacional da Companhia
- fiscalização da gestão da Companhia, inclusive mediante requisição de informações ou exame de livros e documentos;
- convocação da Assembléia Geral;
- relatório da administração e das contas da Diretoria Executiva;
- aprovação e alteração de plano estratégico de longo prazo;
- escolha e destituição de auditores independentes;
- fixação de participações de Diretores e outros empregados nos lucros da CERJ;
- seleção, contratação e destituição de administradores de subsidiárias e de outras sociedades em que a CERJ detenha participação;
- participação em licitação ou rejeição pela CERJ de nova concessão de serviço público, bem como aceitação ou rejeição de qualquer modificação de seus termos ou cessão de direitos decorrentes de tal concessão;
- propostas de planos que disponham sobre admissão, carreira, acesso, vantagens e regime disciplinar para os empregados da CERJ;
- alienação de bens do ativo permanente, cujo valor exceda a R\$ 50.000.000,00;
- fazer pré-pagamento ou renovação de dívidas referente ao principal, em montante igual ou superior ao R\$50.000.000,00;
- alienação ou aquisição de participações em outras empresas, a serem registradas no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% (cinco por cento) do valor do ativo permanente no último balanço publicado;
- aprovar a nomeação de procuradores da CERJ para representá-los nas assembléias gerais de acionistas das sociedades em que a CERJ detenha participação acionária; e
- emissão de notas promissórias comerciais para distribuição pública, estabelecendo: (i) o valor da emissão e a sua divisão em séries, se for o caso; (ii) a quantidade e valor nominal das notas promissórias; (iii) as garantias, quando for o caso; (iv) as condições de remuneração e de atualização monetária, se houver; (v) o prazo de vencimento dos títulos; (vi) o demonstrativo para comprovação dos limites previstos na legislação aplicável; (vii) o local de pagamento; (viii) a contratação de prestação de serviços, tais como custódia, liquidação, emissão de certificados, agente pagador, conforme o caso; e (ix) todas as demais condições e características da emissão.

Os membros do Conselho de Administração são eleitos a qualquer tempo pela Assembléia Geral de Acionistas para um mandato de 2 anos, cabendo a um deles a presidência do Conselho de Administração e a outro a vice-presidência.

Os empregados e aposentados da CERJ e os empregados aposentados da Brasileiros, individualmente ou através de sociedade de participação, condomínio ou clube de investidores, terão direito de eleger um membro do Conselho de Administração.

O Conselho de Administração reunir-se-á trimestralmente, ou quando necessário, sempre que convocada por seu presidente ou pelo vice-presidente ou ainda por dois de seus membros, com antecedência mínima de 24 horas.

As reuniões do Conselho de Administração são instaladas com a presença da maioria de seus membros, cujas deliberações serão tomadas por maioria de votos, sem que o presidente do Conselho de Administração tenha voto de desempate.

O Conselho de Administração é composto por 9 membros e até igual número de suplentes. A seguir consta relação dos membros efetivos e suplentes do Conselho de Administração.

Nome	Cargo	Data da posse	Prazo do mandato
Antônio Fernando Melo Martins da Costa	Presidente	12.11.03 ⁽¹⁾	AGO/2006
Gonzalo Carbó de Haya	Vice-Presidente	29.04.04	AGO/2006
Marcelo Andres Llévenes Rebolledo	Membro Efetivo	29.04.04	AGO/2006
Gerardo Marcelo Rogelio Silva Iribarne	Membro Efetivo	29.04.04	AGO/2006
Alfonso Arias Cañete	Membro Efetivo	29.04.04	AGO/2006
Rafael José Lopez Rueda	Membro Efetivo	29.04.04	AGO/2006
Carlos Alberto Silva de Almeida e Loureiro	Membro Efetivo	29.04.04	AGO/2006
Francisco Carlos Pereira Coelho	Membro Efetivo ⁽²⁾	29.04.04	AGO/2006
Martin Serrano Spoerer	Membro Efetivo	29.04.04	AGO/2006
Fernando Gaston Urbina Soto	Membro Suplente	29.04.04	AGO/2006
José Alves de Mello Franco	Membro Suplente	29.04.04	AGO/2006
Antonio José Sellare	Membro Suplente	29.04.04	AGO/2006
Joaquim Armando Ferreira da Silva Filipe	Membro Suplente	29.04.04	AGO/2006

⁽¹⁾ Posse condicionada a aprovação do Ministério do Trabalho e Emprego.

⁽²⁾ Representante dos empregados e aposentados da Companhia.

O endereço comercial dos membros do Conselho de Administração é o endereço da sede da Companhia.

Segue uma breve descrição da qualificação profissional de cada membro efetivo e suplente do Conselho de Administração:

Membros efetivos

Antônio Fernando Melo Martins da Costa. Nascido na cidade do Porto, Portugal, em 1954. Formado em Engenharia Civil pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, tendo cursado MBA em Gestão de Empresas pelo Instituto Superior de Estudos Empresariais na mesma Universidade, além de ter freqüentado, diversos programas para executivos, como o INSEAD, em

Fointanbleu, na França, o PADE, Programa de Alta Direção da AESE, na Universidade de Navarra, em Lisboa, Portugal e o Advanced Management Program da Wharton School, Filadélfia, Estados Unidos. Iniciou sua carreira profissional em 1976, ocupando o cargo de Assistente de Hidráulica Geral e Aplicada do Instituto Superior de Engenharia do Porto, tendo se transferido em 1980 para o SMAS da Câmara Municipal do Porto e um ano depois, para a EDP, onde trabalhou durante 8 anos, no setor de Produção Hidráulica. Entre 1989 a 1999, passou pela gerência e direção de corretores e companhias de seguros do Grupo Banco Comercial Português (BCP), como a LMB Porto, a S&R Lisboa e a Ocidental Seguros. Durante esse período, tornou-se administrador da Companhia de Seguros Bonança, do Grupo BCP em 1995 e 4 anos mais tarde, foi empossado como vice-presidente do Conselho de Administração da PZU Insurance Company e vice-chairman do Conselho Superior da PZU Asset Management, na Polônia. Ainda na Polônia, foi Presidente do Conselho de Administração da EUREKO Polka. De 1999 a 2003, foi empossado diretor na EUREKO B.V., em Amsterdã, Holanda, e administrador da Autorege e da Seguro Direto, seguradoras especializadas do Grupo BCP, além de Diretor Geral do Banco Comercial Português. Nesse período, assumiu a Administração da Seguros & Pensões, Holding do Grupo BCP para a área seguradora. Atualmente, exerce o cargo de Diretor-Presidente da EDP Brasil e Presidente do Conselho de Administração das empresas de distribuição de energia elétrica Bandeirante, Escelsa, Enersul e CERJ.

Gonzalo Carbó de Haya. Nascido na cidade de Bilbao Vizcaya, Espanha, em 06 de abril de 1969. Formado em Economia pelo Colégio Universitário de Estudos Financeiros da Universidade Complutense de Madri, em 1992, tendo cursado pós-graduação em Finanças, na London School of Economics, em 2002. Iniciou sua carreira profissional na Deloitte&Touche, como Supervisor de Auditoria e Consultoria, no período de 1993 a 1997. Entre 1997 a 1999, trabalhou para a Endesa, S.A. Jefe de Consolidação Financeira. Em 1999, transferiu-se para a Enersis S.A., atuando como Controlador Financeiro, até o ano de 2002. Atualmente, exerce o cargo de Diretor Econômico e Controle na Endesa Internacional, posto que ocupa desde 2002.

Marcelo Andres Llévanes Rebolledo. Nascido em Santiago, Chile, em 10 de abril de 1963. Formado em Engenharia Comercial pela Universidade do Chile, em 1986 onde cursou Pós-Graduação de Finanças e Administração, entre 1987 a 1989. Cursou Mestrado de Administração de Empresas no Instituto de Estudos de Empresas, em Buenos Aires, Argentina. Cursou, ainda, Marketing Estratégico pela Universidade Kellogg, de Chicago, Estados Unidos. Iniciou sua carreira profissional como Professor de Micro e Macro Economia em diversas Universidades de Santiago, Chile, entre 1984 a 1992. Durante esse período, foi Engenheiro da Gerência de Planejamento da Chilectra S.A. entre 1986 a 1993. Foi Engenheiro da Edesur S.A., Argentina, entre 1993 a 1997. Foi contratado pela Edelnor S.A. COMO Gerente Geral, além de ter exercido o cargo de Gerente Comercial, entre 1997 a 1999. Foi Gerente Geral da Codensa S.A., entre 1999 a 2001.

Gerardo Marcelo Rogelio Silva Iribarne. Nascido na cidade de Santiago, Chile, em 25 de maio de 1947. Formado em Engenharia Comercial pela Universidade do Chile, além de Analista de Sistemas de Informação da Empresa Nacional de Computação do Chile. Iniciou sua carreira profissional na Chilectra/Chile como chefe de Análises de sistemas de informação, em 1973. Foi chefe de Estudos Econômicos, Pressupostos e Tarifas de 1976 a 1979. Ocupou ainda, o cargo de Superintendente de Administração Financeira entre 1979 a 1981. Foi Gerente de Finanças e Administração da Chilquinta/Chile entre 1981 a 1987. Assumiu o posto de Gerente de Finanças e Administração da Colbun/Chile, no período de 1989 a 1992. Foi Subgerente da Geral da Chilectra/Chile entre 1992 a 1997. Trabalhou como Gerente Geral da Edesur, Argentina, em 1999. Foi Gerente geral da Linha de Negócios de Distribuição Regional da Enersis, Chile, em 2000. Em 2002, assumiu o posto de Gerente Corporativo de Distribuição e Serviços. Atualmente, exerce os cargos de Gerente Regional de Distribuição da Chilectra,Chile, Diretor Titular da Distrilec Inversora S.A., Argentina, Diretor Titular da Edesur S.A., Argentina e Conselheiro da CERJ.

Alfonso Arias Cañete. Nascido na cidade de Tetuán, Marrocos, em 22 de março de 1952. Formado em direito e ciências econômicas e empresariais pela Universidad Complutense de Madrid. Em 1975, assumiu o cargo de assessor jurídico da Empresa Nacional del Uranio S.A. (ENUSA), onde passou a ser chefe do departamento em março de 1982. Em 1980, ocupou temporariamente o cargo de gerente na filial da ENUSA na Colômbia. Entre 1983 e 1985, ocupou o cargo de assessor jurídico da filial na Espanha do Chemical Bank. Ocupou o cargo de secretário geral, secretário do conselho de administração e chefe dos serviços jurídicos da Empresa Nacional de Resíduos Radioactivos S.A. (ENRESA). Desde 1997, ocupa os cargos de secretário geral e secretário do conselho de administração da Endesa Internacional e chefe de sua assessoria jurídica. Desde 01 de agosto de 1999, ocupa o cargo de diretor da assessoria jurídica internacional da Endesa S.A. No setor público, foi juiz do Tribunal Europeu de Energia Nuclear no período de 1996 a 1998. De 1987 a 1997, foi membro do Grupo de Especialistas Governamentais em Responsabilidade Civil Nuclear da NEA-OCDE. É membro da Ordem dos Advogados de Madri e da Associação Internacional de Direito Nuclear.

Rafael José Lopez Rueda. Nascido na Cidade de Granada, Espanha, em 22 de fevereiro de 1957. Formado em ciências econômicas e empresariais pela Universidade de Málaga, Espanha e pós-graduado pelo IESE – Universidade de Navarra, Espanha. Entre 1982 e 1987, trabalhou em uma empresa espanhola do setor químico. Entre 1987 e 1997, trabalhou em uma empresa de participações estatal, onde exerceu, por último, o cargo de sub-diretor geral da área de negócios. Em 1997, passou a exercer o mesmo cargo na Endesa Internacional. Em 1999, foi incorporado na Endesa Chile como gerente de planejamento e controle, cargo que passou a ocupar na Enersis desde janeiro de 2002. Desde 01 de julho de 2003, ocupa o cargo de gerente-geral da Chilectra S.A.

Carlos Alberto Silva de Almeida e Loureiro. Nascido na Cidade de Lisboa, Portugal, em 10 de agosto de 1946. Desde janeiro de 2003, ocupa o cargo de diretor vice-presidente da EDP Brasil S.A. Anteriormente, ocupou o cargo de engenheiro da Companhia Eléctrica das Beiras (novembro de 1969 a maio de 1971). Entre maio de 1971 a janeiro de 1975, ocupou o cargo de assistente na Universidade de Luanda. A partir de 1976, ocupou o cargo de engenheiro da Electricidade de Portugal até agosto de 1994. Entre outubro de 1995 a maio de 1998, ocupou o cargo de assessor do conselho de administração para as áreas de qualidade, auditoria e comunicação da Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo. Entre maio de 1998 e fevereiro de 2000, ocupou o cargo de diretor adjunto da diretoria comercial central da Electricidade de Portugal. Entre fevereiro de 2000 e dezembro de 2001, ocupou os cargos de diretor adjunto e diretor da diretoria de gestão de sistemas comerciais da EDP – Distribuição – Energia S.A. Ocupou o cargo de diretor comercial da Bandeirante Energia S.A. entre janeiro de 2002 e dezembro de 2003. No setor público de Portugal, exerceu as funções de Vereador da Câmara Municipal de Coimbra (1983 a 1987), Deputado na Assembléia Municipal de Coimbra (1986 a 1988), Vice-Presidente da Comissão de Coordenação da Região Centro (junho de 1986 a janeiro de 1988), Governador Civil do Distrito de Coimbra (janeiro de 1988 a outubro de 1989), Secretário de Estado da Construção e Vias Terrestres (janeiro de 1990 a abril de 1990), Presidente da Comissão de Coordenação da Região Centro (maio de 1990 a novembro de 1991), Secretário de Estado da Administração Interna (novembro de 1991 a outubro de 1995). Desde 1998, é Deputado na Assembléia Municipal do Cadaval. Além disso, exerceu os seguintes cargos profissionais não executivos: membro de várias comissões técnicas de normalização (1975 a 1986), membro do grupo de trabalho da EDP para introdução em Portugal da tecnologia de trabalhos em tensão (1975 a 1979) e do grupo para o acompanhamento dos apoios financeiros do Banco Mundial (1976 a 1979), membro da missão de estudos do setor de eletricidade da Grã-Bretanha, no âmbito do Ministério da Indústria (1986), vice-presidente da Associação das Regiões do Sul da Europa Atlântica (1990 a 1991), membro do Conselho Empresarial do Norte (1990 a 1991), membro do Conselho Superior de Ciência e Tecnologia (1990 a 1991), membro do Conselho Consultivo da Área Metropolitana de Lisboa (1997 a 2001), primeiro secretário da mesa da assembléia geral da AGEEN – Agência para a Energia (2001). Atualmente, é presidente suplente do conselho de administração da Enerpeixe S.A. (Brasil) e FAFEN Energia S.A. (Brasil).

Francisco Carlos Pereira Coelho. Nascido em Araruama, município do Estado do Rio de Janeiro, em 20 de setembro de 1960. cursou até o 4º ano de Engenharia Elétrica na Universidade Veiga de Almeida. Completou diversos cursos Técnicos em Eletroelétrica, Construção Civil e em Laboratório de Análise Química. Iniciou sua carreira profissional como estagiário de Construção na CERJ, em 1982. Foi contratado como Desenhista, tendo exercido o cargo entre 1983 e 1988. Efetivado como projetista em 1988, ocupando a Chefia do Setor de Construção. Atualmente, ocupa o cargo de Auxiliar Técnico Operacional, como Diretor e 2º secretário do Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói – STIEEN.

Martin Serrano Spoerer. Nascido em Minneapolis, Minnesota, Estados Unidos da América em 16 de setembro de 1970. Formado em engenharia comercial com especialização em administração de empresas pela Pontificia Universidad Catolica de Chile, em 1993. Pós graduado pela The Anderson School (UCLA) onde obteve o *Master in Business Administration* em 1999. Em 1994, ingressou na Enersis S.A. onde exerceu o cargo de engenheiro de desenvolvimento para projetos de M&A na América Latina até 1997. Entre 1999 e 2003, exerceu os cargos de subdiretor de projetos de desenvolvimento na Europa e Estados Unidos da América e coordenador de finanças para a América Latina. Desde 2003, ocupa o cargo de gerente de finanças internacionais da Enersis S.A.

Membros suplentes

Fernando Gaston Urbina Soto. Nascido em Santiago, Chile, em 03 de dezembro de 1951. Formado em Engenharia Civil Eletricista pela Universidade do Chile, em 1976. Iniciou sua carreira profissional como Engenheiro do Ministério de Obras Públicas, entre 1976 a 1977. Foi Engenheiro chefe da Indústria Manufatureira de Telas Plásticas e Látex S.A. – Implatex, entre 1977 a 1979. Foi Engenheiro da Companhia Chilena de Eletricidade S.A. – Chilectra, entre 1979 a 1983. Foi Chefe da Gerência de Engenharia da Companhia Chilena Metropolitana de Distribuição Elétrica S.A. – Chilectra Metropolitana entre 1983 a 1988. Exerceu também, o cargo de Chefe do Departamento de Equipes e Medidas entre 1988 a 1989 além de Chefe do Departamento de Construção e Distribuição entre 1989 a 1991. É Engenheiro Chefe de Projetos da Eleconsult Ltda desde 1991. Trabalhou como Gerente de obras pela Edesur S.A. entre 1992 a 1994, como Gerente de Projetos de Inversões e Medidas entre 1994 a 1995, além de ter exercido o cargo de Gerente de “Suministros Interino” entre 1995 a 1996. Foi Assessor da Subgerência Geral da Chilectra S.A., entre abril de 1996 a dezembro do mesmo ano, além de ter exercido o cargo de Subgerente de Serviços ao cliente, entre 1997 a 1998, bem como o cargo de Gerente Comercial entre 1999 a 2000. Foi Gerente Comercial da Condesa S.A., em Bogotá, Colômbia entre 1998 a 1999. Foi Diretor de Projetos e Perdas da CERJ S.A., Brasil, entre setembro de 2002 a agosto de 2003. Exerce desde maio de 2000 o cargo de Gerente de Processos Comerciais da Chilectra, além de ser o Gerente de Grandes Obras e Montagens da Companhia Americana de Multiserviços desde setembro de 2003.

José Alves de Mello Franco. Nascido na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, em 17 de novembro de 1957. Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (1980). Possui especialização em operação de sistemas hidrotérmicos (1985) e mestrado em engenharia elétrica na área de planejamento energético (1989) pela Universidade Estadual de Campinas – Unicamp. Entre 03/82 a 03/98 atuou nas divisões de produção de energia, planejamento energético da operação e assessoria de comercialização de energia da diretoria de operação dos Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte. Entre 03/98 e 02/02 atuou como superintendente da ANEEL. Ocupou o cargo de superintendente da diretoria de mercado atacadista da Light Serviços de Eletricidade S.A. (03/02 a 11/02). Atualmente, também ocupa o cargo de diretor de regulação e gestão de energia da Companhia e é membro do conselho diretor da ABRADDE e do conselho de administração da COELCE.

Antonio José Sellare. Nascido na cidade de São Paulo, Brasil, em 19 de julho de 1953. Formado em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica, São Paulo, Brasil, além de ter participado de diversos cursos profissionalizantes e seminários. Iniciou sua carreira profissional em 1969, na Corretora Souza Barros Câmbio e Títulos S.A. até 1977, como encarregado de Fundos de Investimentos. Entre 1977 a 1986, ocupou o cargo de Superintendente de Administração de Finanças na F. Barreto Corretora de Câmbio e Títulos Ltda. Em 1987, transferiu-se para a Guilder Corretora de Câmbio e Títulos S.A., exercendo o cargo de Diretor Adjunto até 1988. Em 1988, passou a fazer parte das Organizações BMD, tendo atuado como Diretor Financeiro até 1996. Neste mesmo ano, transferiu-se para o Banco Axial S.A., exercendo o cargo de Diretor de Tesouraria até 1999. Em 2000, ingressou no Grupo EDP, sendo o responsável no grupo pela coordenação das gestões financeiras das Unidades de Negócios no Brasil, pelas negociações para financiamento de projetos, pelo acompanhamento e avaliação dos resultados das empresas participadas, pela avaliação local de novos projetos e oportunidades de negócios, pelas operações de reorganização societária e pelos serviços de contabilidade, tesouraria e orçamento das empresas EDP Brasil, Enertrade Comercializadora de Energia S.A., Energest S.A., Enercorp Serviços Corporativos Ltda., EDP Lajeado Energia S.A. e FAFEN Energia S.A., além de ter atuado como membro do Conselho de Administração da ESCELSA-Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. A partir de 2003, passou a exercer o cargo de membro do conselho de administração da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL.

Joaquim Armando Ferreira da Silva Filipe. Nascido em Portugal em 28 de outubro de 1948. Formado em Engenharia Eletrônica pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Iniciou sua carreira profissional como assistente no Instituto Superior de Economia de Lisboa, e na Universidade de Aveiro. Admitido na EDP em 1997, onde atuou como Engenheiro no laboratório central e na Direção de equipamento hidráulico. Entre 1986 a 1988, exerceu o cargo de vice-presidente da Companhia de Eletricidade de Macau. Ao regressar a EDP, foi empossado Diretor da Direção de distribuição Norte, Diretor- Geral da Direção de distribuição Centro, Presidente das empresas do grupo EDP, ECONOLER, HIDRORUMO E PROET. Foi ainda, membro do Conselho de Administração da CERJ. Em outubro de 1998, passou a ocupar o cargo de Diretor Comercial da Bandeirante, assumindo a Presidência da empresa em janeiro de 2002, seu cargo atual.

8.7.2. Diretoria

A Diretoria é o órgão executivo da Companhia. Seus membros são eleitos a qualquer tempo pelo Conselho de Administração para um mandato de 2 anos, podendo ser reeleitos.

A Diretoria é composta por 6 membros, sendo um (i) o Diretor Presidente, (ii) o Diretor Vice-Presidente Técnico, (iii) o Diretor Vice-Presidente Comercial, (iv) o Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro, (v) o Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos e (v) o Diretor Vice-Presidente de Relações Institucionais. Todos os Diretores se reportarão ao Diretor Presidente e não terão funções deliberativas.

As principais atribuições dos Diretores são as seguintes:

Diretor Presidente. É responsável pelas áreas de planejamento estratégico e controle de gestão da CERJ, pelo departamento de auditoria, pelo departamento jurídico e pelo departamento de relações corporativas, bem como a representação ativa e passiva da Companhia.

Diretor Vice-Presidente Técnico. É responsável pelas áreas de planejamento técnico, engenharia, operação de redes e investimentos e transmissão e sub-transmissão.

Diretor Vice-Presidente Comercial. É responsável pelas áreas comercial e de distribuição.

Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro. É responsável pelas áreas administrativa, de informática, financeira, contábil, patrimonial e de relações com investidores.

Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos. É responsável pela área de recursos humanos.

Diretor de Relações Institucionais. É responsável pela área de relações com órgãos e entidades governamentais.

A seguir consta relação dos Diretores da Companhia.

Nome	Cargo	Data da posse	Prazo do mandato
José Alejandro Inostroza Lopez	Diretor Presidente e de Relações Institucionais ⁽¹⁾	26.05.2003	31.05.2005
Gonzalo Alejandro Antonio Mardones Pantoja	Diretor Vice-Presidente Comercial	26.05.2003	31.05.2005
Abel Alves Rochinha	Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro ⁽²⁾	20.04.2004	31.05.2005
Maria Margarita de Las Mercedes Olavo Olano	Diretor Vice-Presidente Técnico	22.09.2003	31.05.2005
Eunice Rios Guimarães Batista	Diretora Vice-Presidente de Recursos Humanos	22.09.2003	31.05.2005

⁽¹⁾ O Diretor Presidente está exercendo o cargo de Diretor de Relações Institucionais interinamente até a indicação e nomeação de executivo para ocupar esse cargo.

⁽²⁾ Também exerce a função de Diretor de Relações com Investidores, nos termos do artigo 19 do Estatuto Social.

Todos os diretores exercem suas atividades na sede da Companhia.

Seguem os dados de contato do Diretor de Relações com Investidores:

Abel Alves Rochinha
Praça Leoni Ramos, nº 1
24210-200 – Niterói – RJ
Tel.: (21) 2613-7031
Fax: (21) 2613-7199
E-mail: arochinha@cerj.com.br
Site: www.cerj.com.br

Segue uma breve descrição da qualificação profissional de cada membro da Diretoria.

José Alejandro Inostroza Lopez. Nascido na cidade de Rancagua, Chile, em 7 de abril de 1956. Formado em ciências da engenharia em 1978 e em engenheiro civil eletricitista em 1980 pela Universidade do Chile. Ocupou o cargo de docente universitário na Escola de Engenharia da Universidade do Chile (1979-1992). Entre 1981 e 1992, atuou nas áreas de gerência de engenharia e projetos de controle de perdas da Chilectra Metropolitana: Atuou na Edesur - Argentina (1992-1994) e na Edelnor - Peru (1994-1997) como diretor do Programa de Perdas. Na Codensa – Colômbia atuou como diretor do programa de perdas de 1997 a 2000 e como gerente de distribuição de 2000 a 2003.

Gonzalo Alejandro Antonio Mardones Pantoja. Nascido na Espanha, em 1962. Formado em engenharia civil elétrica (1987) pela Universidade de Concepción, preparação e avaliação de projetos (1988) pela Universidade Católica do Chile e formação gerencial (2000) pela Universidade Adolfo Ibañez. Ocupou o cargo de engenheiro setorialista de eletrificação na Odeplan (03/87 a 12/88). Na Chilectra ocupou os cargos de engenheiro de planejamento econômico (01/89 a 07/92) e subgerente de sucursal (08/92 a 10/94). Ocupou o cargo de subgerente de sucursais na Edelnor – Peru (11/94 a 10/96). Anteriormente, já ocupou o cargo de diretor comercial da CERJ no período de 11/96 a 03/98. Atuou também como diretor da COELCE de 04/98 a 12/01.

Abel Alves Rochinha. Nascido na cidade do Rio de Janeiro, em 21 de janeiro de 1961. Formado em engenharia mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1983. Possui mestrado em engenharia industrial pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1985) e cursos de pós-graduação em administração financeira pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro (1993) e administração pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1995). Entre janeiro de 1986 e março de 1987, ocupou o cargo de consultor na Andersen Consulting. Ocupou o cargo de supervisor de produção na S/A White Martins entre abril de 1987 e fevereiro de 1990. Entre março de 1990 a junho de 1996, atuou nas áreas de controladoria, tesouraria, planejamento e orçamento e operações de crédito nas Lojas Americanas S.A. Em agosto de 1996, ingressou na GP Investimentos Ltda., onde atuou nas áreas de finanças e controladoria da Ferrovia Centro-Atlântica S.A. (agosto de 1996 a março de 1997), diretor financeiro da Ferrovia Sul Atlântico S.A. (março de 1997 a agosto de 1998), consultor na Fepasa e Ferrovias Argentinas (agosto a novembro de 1998) e diretor financeiro da Mcomcast S.A. – Metrophone (novembro de 1998 a julho de 1999). Ocupou os cargos de diretor financeiro e vice-presidente de finanças e tesouraria da Vésper S.A. entre julho de 1999 e outubro de 2002. Entre junho de 2003 e março de 2004, ocupou o cargo de diretor financeiro da Brazil American Auto Group.

Maria Margarita de Las Mercedes Olavo Olano. Nascida na cidade de Bogotá, Colômbia, em 08 de fevereiro de 1955. Formada em engenharia civil pela Universidade Nacional da Colômbia. Atuou como profissional da Divisão de Eletrificação Rural do Instituto Colombiano de Energia Elétrica-ICE (01/81 a 02/82). Entre 1982 e 1997 ocupou os seguintes cargos na Empresa de Energia de Bogotá-EEB: profissional do Departamento de Engenharia e Distribuição, chefe da Seção de Modernização de Redes e Troca de Voltagem, chefe da Seção de Compras, chefe do Departamento de Controles e Instalações, chefe do Departamento de Controle de Perdas Grandes Consumidores, assistente da Sub-gerência Comercial e chefe da Divisão de Distribuição Urbana. Entre 1998 e 2003, ocupou os cargos de chefe da Divisão de Controle de Redes e subgerente técnico na Codensa S.A. Esp.

Eunice Rios Guimarães Batista. Nascida no Brasil, em 22 de janeiro de 1957. Formada em psicologia (industrial, clínica e educacional) pelo Instituto Unificado Paulista (1981). Possui especialização em gestão de recursos humanos pela Fundação Getúlio Vargas (1995) e MBA em desenvolvimento de gestores pela Fundação Dom Cabral (1998). Iniciou sua carreira profissional como estagiária em recursos humanos no Banco Econômico S.A. e Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração (01/80 a 10/80). Entre 10/80 e 09/91 ocupou os seguintes cargos no Grupo Pão de Açúcar: selecionadora/entrevistadora de pessoal, coordenadora de seleção e gerente do Departamento de Recrutamento e Seleção. Na Iochpe-Maxion S.A. ocupou o cargo de consultora interna de recursos humanos (1991 a 1995) e gerente de planejamento e desenvolvimento de recursos humanos (1995 a 1996). Entre 11/96 e 11/99, ocupou o cargo de gerente de desenvolvimento e de recursos humanos na Embraer S.A. e, entre 11/99 e 01/03 ocupou o cargo de vice-presidente de desenvolvimento organizacional no Grupo Vicunha.

8.7.3. Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia, de funcionamento não permanente, quando e se instalado, deve ser composto por 3 membros, eleitos pela Assembléia Geral de Acionistas, que terão as atribuições previstas na Lei de Sociedades por Ações.

O Conselho Fiscal poderá ser instalado a pedido de acionistas que representem, no mínimo, 10% das ações com direito a voto ou 5% das ações sem direito a voto. Nos últimos 3 exercícios sociais o Conselho Fiscal da Companhia não foi instalado.

8.7.4. Existência de Relação Familiar

Os membros efetivos e suplentes do Conselho de Administração e os membros da Diretoria não têm, entre si ou com os acionistas controladores da CERJ, qualquer relação familiar, seja natural ou civil, em linha reta, colateral ou por afinidade.

8.7.5. Títulos e Valores Mobiliários

Exceto pelas ações de emissão da CERJ constantes da lista abaixo, os membros efetivos e suplentes do Conselho de Administração e os membros da Diretoria não são proprietários ou detentores, direta ou indiretamente, de qualquer ação da Companhia ou de qualquer título ou valor mobiliário conversível em ações da Companhia, tampouco são titulares de direito de subscrição ou aquisição, sob qualquer forma, de ações de emissão da CERJ, que não os decorrentes de lei.

Membros do Conselho de Administração	Cargo	Quantidade de Ações
Antônio Fernando Melo Martins da Costa	Presidente	1
Gonzalo Carbó de Haya	Vice-Presidente	1
Martin Serrano Spoerer	Membro Efetivo	1
Marcelo Andres Llévenes Rebolledo	Membro Efetivo	1
Gerardo Marcelo Rogelio Silva Iribarne	Membro Efetivo	1
Alfonso Arias Cañete	Membro Efetivo	1
Rafael José Lopez Rueda	Membro Efetivo	1
Carlos Alberto Silva de Almeida e Loureiro	Membro Efetivo	1
Francisco Carlos Pereira Coelho	Membro Efetivo	1
Fernando Gaston Urbina Soto	Membro Suplente	1
José Alves de Mello Franco	Membro Suplente	1
Antonio José Sellare	Membro Suplente	1
Joaquim Armando Ferreira da Silva Filipe	Membro Suplente	1

8.7.6. Contratos ou Outras Obrigações Relevantes

Os membros efetivos e suplentes do Conselho de Administração e os membros da Diretoria não celebraram qualquer contrato relevante, tampouco têm qualquer obrigação relevante com a Companhia.

8.8. PESSOAL

A tabela a seguir apresenta o número de empregados da Emissora, nas datas indicadas:

Área de Atuação	31 de dezembro de			31 de março de	
	2001 ⁽¹⁾	2002	2003 ⁽²⁾	2003	2004
Presidência	75	46	74	46	71
Gerência Regional Oceânica	175	81	-	-	-
Gerência Regional Guanabara	211	95	-	-	-
Gerência Regional Serrana	127	70	-	-	-
Gerência Regional Norte	312	146	-	-	-
Diretoria de Coordenação	3	-	-	-	-
Diretoria de Regulação e Gestão	10	17	25	20	22
Diretoria Administrativa e Financeira	93	116	96	118	98
Diretoria Comercial	47	112	294	312	285
Diretoria Técnica	272	721	702	722	691
Diretoria de Recursos Humanos	29	39	59	59	63
Diretoria de Relações e Novos Negócios	-	8	7	9	7
Diretoria de Perdas	-	-	260	147	259
Total	1.354	1.451	1.517	1.433	1.496

⁽¹⁾ A Diretoria de Relações e Novos Negócios foi criada em 2002 e a Diretoria de Perdas em 2003.

⁽²⁾ A partir de 2003, os empregados das Gerências Regionais passaram a ser alocados em cada uma das Diretorias.

Em 2003, a Companhia aumentou seus índices de produtividade, alcançando a relação de 1.256 clientes por trabalhador, conforme demonstrado na tabela abaixo.

		2003	2002	2001	2000	1999
Clientes	por	1.256	1.226	1.167	1.128	875
Trabalhador						

Em 2003, a despesa com pessoal da Emissora, incluindo provisões de férias e décimo terceiro salário, foi de R\$87.306 milhões.

Os empregados da Emissora, conforme a região de atuação e as atividades que desenvolvem, estão vinculados ao Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense, o Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói e o Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio de Janeiro. Para maiores informações, ver item “Pessoal - Relação com Sindicatos e Acordos Coletivos” deste Prospecto. Não houve greve nos últimos três anos e nenhuma paralisação das atividades promovida pelos empregados. Não há atualmente nenhuma reivindicação trabalhista relevante pendente contra a Companhia, exceto as referidas no item “Contingências Judiciais e Administrativas - Trabalhista” deste Prospecto.

Além dos atuais 1.517 empregados, a Companhia dispõe de, aproximadamente, 6.200 funcionários de empresas terceirizadas, de forma não eventual.

8.8.1. Treinamento

Todos os funcionários da Emissora recebem treinamento para aprimorar sua capacitação profissional. No exercício findo em 31 de dezembro de 2003, foram oferecidas aproximadamente 70 mil horas de treinamento para cada empregado da Emissora, o que representa uma média de 44,59 horas de treinamento para cada empregado.

Em 2003, a Companhia implantou o projeto para mapeamento de cada empregado da Emissora, em função de suas qualificações técnicas e comportamentais, com o objetivo de identificar sucessores para postos-chaves da Emissora e definição de programas de capacitação e desenvolvimento. Dessa forma, foi possível identificar em cada empregado, além de suas qualidades, as deficiências que exigiam seu respectivo aprimoramento e desenvolvimento. Até o final de 2003, 225 empregados e 44 executivos da Emissora haviam sido avaliados.

Em 2003, foi implementado um sistema de avaliação de desempenho baseado em competências, no qual foram avaliados 1.200 empregados da Emissora.

Adicionalmente, a Emissora prioriza a contratação de profissionais qualificados para compor seu quadro de funcionários. Ao final de 2003, 30% do total de empregados da Emissora atuavam como profissionais de nível superior.

8.8.2. Política de Remuneração e Benefícios

Remuneração

A Emissora conta com um plano de cargos e salários dotado tanto de critérios objetivos como subjetivos para determinar a remuneração e promoção de seus empregados. O plano dispõe acerca da estrutura da carreira, referências e padrões salariais. Os critérios para promoção dos empregados, até então, tiveram como referência principal a análise funcional informada pelos superiores. A partir de agosto de 2004, está prevista a implantação de novo plano de cargos e salários estruturado a partir das melhores práticas de mercado.

Benefícios

Além dos benefícios e vantagens conferidos pela Emissora em conformidade com o acordo coletivo atualmente em vigor (ver item “Pessoal - Relações com Sindicatos e Acordos Coletivos” desta Seção do Prospecto), a Emissora patrocina, desde 1972, um plano de benefícios de previdência complementar para seus empregados, administrado pela Brasiletros.

De acordo com o regulamento do plano administrado pela Brasiletros, estão previstos dois tipos de benefícios que podem ser usufruídos pelos respectivos participantes em conformidade com a respectiva disposição quanto ao seu custeio, baseado nos seguintes critérios e percentuais:

- Plano de Complementação de Aposentadorias (PCA): Para o ano de 2004, a quota patronal corresponde a 5,03% do custo total bruto da Emissora com a folha de salário, sendo 1,32% destinados à cobertura dos benefícios conferidos aos empregados e 3,71% à cobertura das despesas administrativas decorrentes do plano. A quota dos empregados subdivide-se entre os participantes ativos e assistidos: (i) os participantes ativos contribuem com valores que variam de 1,75% a 10%, de acordo com a respectiva faixa salarial, sendo que o percentual médio apurado em 31 de dezembro de 2003 foi de 3,93%, além de uma contribuição de 1,10% sobre os seus salários nos termos da Lei nº 9.876, de 29 de novembro de 1999, que instituiu o fator previdenciário; e (ii) os participantes assistidos contribuem com valores definidos anualmente com base no resultado do plano de custeio. Atualmente, o valor devido pelos participantes assistidos corresponde aos mesmos percentuais cumulativos vigentes para os participantes ativos, sendo o percentual médio apurado, em 31 de dezembro de 2003, equivalente a 4,0% da folha de benefícios desses participantes.

- Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida (PACD): Para o ano de 2004, a Emissora deve contribuir com valores predeterminados no regulamento do plano, limitado a 5% da folha de salários dos participantes ativos correspondendo em média a 4,20%, além de 0,03% para benefícios de invalidez, 0,05% para pensão por morte e 3,71% para cobertura de despesas administrativas, perfazendo o total de 7,99% sobre a folha de salários dos participantes ativos. Por outro lado, os participantes ativos que aderirem a esse plano, devem contribuir com valores determinados no regulamento do plano com limite mínimo de 2% do salário do empregado, tendo sido apurado em 31 de dezembro de 2003, o percentual médio de 4,57% da folha de salários desses participantes.

O plano de complementação de aposentadoria e pensão é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, com o objetivo de verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para formar as reservas necessárias para honrar os compromissos atuais e futuros.

Os métodos atuariais adotados para avaliação dos benefícios no Plano de Complementação de Aposentadorias (PCA) é o agregado, enquanto que para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida (PACD) o método é o de capitalização individual.

O plano original era do tipo benefício definido, em que os benefícios se encontram previamente definidos e as contribuições são calculadas de forma a garantir o pagamento desses benefícios. O principal requisito para a concessão do benefício junto à Brasielros era a concessão do benefício de aposentadoria junto à Previdência Social.

Historicamente, esse plano de benefícios se mostrou deficitário, pois muitos participantes antecipavam sua aposentadoria junto à Previdência Social, com base no Decreto nº 357 de 07 de dezembro de 1991, e passavam a ter direito ao recebimento do benefício de complementação de aposentadoria junto à Brasielros, que não tinha reservas constituídas para cobertura dos compromissos do plano.

Como uma das medidas para equacionar o déficit, em 1999 o regime de benefício definido foi alterado para o regime misto de benefício definido e contribuição definida, em que os benefícios e as contribuições são previamente definidos. Para fazer jus aos benefícios do plano, além de obter a concessão da aposentadoria pela Previdência Social, o empregado deve ter, no mínimo, 50 anos e ter contribuído com o plano pelo prazo mínimo de 5 anos.

A Companhia possui 3 contratos com a Brasielros para consolidação e refinanciamento da dívida da CERJ com a Brasielros. Para maiores informações ver Item 8.3.8, “Contratos Financeiros”, desta Seção VIII do Prospecto.

8.8.3. Relação com Sindicatos e Acordos Coletivos

Os empregados da Emissora, conforme a região de atuação e as atividades que desenvolvem, estão vinculados ao Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense (STIENNF), o Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói (STIENN). A Emissora negocia a cada 2 anos acordo coletivo com esses sindicatos, sendo que o último acordo coletivo foi negociado em 2003 com os dois sindicatos, que também contou com a presença de dirigente do Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro (SENGE-RJ). As contribuições sindicais compulsórias dos empregados da Emissora encontravam-se devidamente recolhidas em 31 de dezembro de 2003.

Anualmente, na data-base de outubro, são negociadas as cláusulas de reajuste salarial e benefícios. Em 2003, foi concedido reajuste de 16,63% sobre o salário base dos funcionários em vigor no mês de setembro de 2003, correspondendo à aplicação de 95% da variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor - INPC do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Adicionalmente, nos termos do acordo coletivo aplicável em vigor, a Emissora confere a todos os empregados que não integrem a sua estrutura executiva, a título de remuneração indireta, benefícios sociais de auxílio e/ou suplementares ao seu bem estar social e de seus dependentes legais. Esses benefícios estão em conformidade com a prática de mercado e aplicáveis exigências legais.

Dentre os benefícios ou vantagens previstos nesse acordo coletivo, destacamos os seguintes:

- *Piso Salarial.* O piso salarial aplicável às relações de trabalho na Emissora é de R\$495,71.
- *Ticket Refeição/Alimentação.* Cada empregado da Emissora recebe mensalmente talão contendo 24 tickets no valor unitário de R\$15,00.
- *Auxílio Creche.* O auxílio creche é conferido (i) às empregadas que possuem filhos com idade entre 3 meses e 6 anos incompletos e (ii) aos empregados viúvos ou separados legalmente, que tenham a custódia de seus filhos, enquanto permanecerem sem nova esposa ou companheira. Mensalmente, esses empregados recebem R\$310,00 a título de auxílio creche.
- *Auxílio aos Pais de Filhos Excepcionais.* Os empregados que tenham filhos excepcionais recebem mensalmente R\$ 400,00.
- *Auxílio Funeral.* Em caso de falecimento de empregado, seus dependentes recebem auxílio funeral correspondente a 4 pisos salariais. Na eventualidade de falecerem dependentes diretos de qualquer empregado da Emissora, esse recebe auxílio funeral correspondente a 2 pisos salariais.
- *Horas extras noturnas.* Cada hora trabalhada fora da jornada normal de trabalho, a remuneração devida deverá ser acrescida em 50%, observadas as demais condições previstas em lei.
- *Adicional de Penosidade.* Os empregados que trabalham em escala de revezamento com rodízio de horário devem receber adicionalmente à remuneração que lhe é devida 5% sobre seu salário base.
- *Empréstimo de Férias.* A pedido do empregado, a Emissora concede o equivalente a uma remuneração mensal, a título de empréstimo de férias. Esse empréstimo será pago à Emissora por meio de desconto do respectivo valor em 12 parcelas mensais, iguais e consecutivas.
- *Adiantamento de décimo terceiro salário.* A Emissora adianta o pagamento de 50% do valor devido a título de décimo terceiro salário para empregados que usufruírem férias no período de janeiro a junho. Aos demais empregados, esse percentual pode ser adiantado no mês de junho.

- *Horas in itinere.* Horas *in itinere*, ou horas em que o empregado permanece à disposição da Emissora, são remuneradas como horas efetivamente trabalhadas e correspondem ao tempo despendido no trajeto de ida e volta do trabalho pelos empregados que trabalham em usinas e subestações da Emissora localizadas em áreas de difícil acesso.
- *Complementação de Salário - Doença.* Os empregados afastados por motivo de doença poderão, conforme avaliação da Emissora, receber essa complementação pelo período máximo de 12 meses.
- *Complementação de Salário - Acidente de Trabalho.* Os empregados afastados por motivo de acidente de trabalho devem receber essa complementação, pelo período de 24 meses, podendo este prazo ser estendido, após avaliação médico-social.
- *Liberção de dirigentes sindicais.* De acordo com a legislação aplicável e acordo coletivo, 05 dirigentes sindicais do STIENNF e 04 dirigentes sindicais do STIEN poderão ser liberados de suas jornadas normais de trabalho, sem prejuízo dos salários e benefícios que lhe são devidos.
- *Plano Médico.*
- *Plano Odontológico.*
- *Licença Maternidade por adoção.* Os empregados que vierem a adotar crianças terão direito a 60 dias de licença remunerada pela Companhia, sendo 30 dias no caso de adoção de crianças entre 4 e 8 anos, 60 dias no caso de adoção de crianças entre 1 a 4 anos e 120 dias para adoção de crianças de até 1 ano.
- *Compensação de Feriados Nacionais.* Quando os feriados nacionais coincidirem com terças-feiras ou quintas-feiras, não haverá expediente nas segundas-feiras e sextas-feiras imediatamente anteriores ou posteriores ao feriado, conforme calendário anual divulgado pela Companhia.
- *Adicional de Periculosidade.* Os empregados que exercerem atividades consideradas perigosas devem receber adicionalmente à remuneração que lhe é devida, 30% sobre seu salário base acrescido da vantagem pessoal quando percebida.
- *Programa de Incentivo à Aposentadoria.* Os empregados que, durante a vigência do acordo coletivo, solicitarem desligamento por comprovado motivo de aposentadoria deverão receber importância equivalente a, no mínimo, 40% do saldo do fundo de garantia por tempo de serviço, acrescida do valor equivalente ao aviso prévio desse empregado.
- *Seguro de vida.* A Companhia mantém seguro de vida em grupo para todos os seus empregados.
- *Participação nos Resultados.* Condicionado ao desempenho dos indicadores estabelecidos no programa de participação nos resultados, os empregados devem receber anualmente, a título de participação nos resultados, o valor de até 2,5 salários-base do empregado, conforme ranking de desempenho e limitado ao valor de 0,8% a 1,25% da folha de salários. A partir de 2004, o programa de participação nos resultados incluirá metas setoriais e individuais, constante de documento integrante ao acordo coletivo 2003-2005.

Os diretores e gerentes da CERJ possuem vínculo empregatício com a Companhia, sendo registrados. Todavia, eles não usufruem das vantagens estabelecidas no acordo coletivo, fazendo jus aos seguintes benefícios, previstos no contrato de trabalho: (i) veículo; (ii) previdência privada; (iii) seguro médico, odontológico e de vida, diferenciados daqueles garantidos aos demais empregados; e (iv) bônus variável, pago uma vez ao ano, após o fim de cada exercício, condicionado ao preenchimento de metas do grupo em que está inserida a Companhia, metas da Companhia, metas individuais e avaliação individual.

8.8.4. Planos de Opção de Compra de Ações

Não há planos de opção de compra de ações destinados aos empregados da Emissora.

No entanto, os empregados da Emissora têm o direito de participar de seus resultados, conforme acordo coletivo referido acima. Tendo em vista que em 2003 a Companhia não teve lucro, foi pago aos empregados, ainda em 2003, a título de adiantamento da participação nos resultados, o valor de 0,5 salário-base que, conforme termo de compromisso assinado com os sindicatos (STIENNF e STIENN), será compensado em outubro de 2004.

8.8.5. Contingências Trabalhistas

As contingências trabalhistas estão referidas no item 8.9.3 desta Seção VIII do Prospecto “Informações Relativas à Emissora - Contingências Judiciais e Administrativas - Trabalhista” deste Prospecto.

8.9. CONTINGÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS

Atualmente, a Emissora é parte em diversos procedimentos administrativos e processos judiciais de natureza cível, trabalhista e fiscal, cuja probabilidade de perda foi estimada como possível e provável, que montam a, aproximadamente, R\$924,1 milhões

Em 31 de março de 2004, a Companhia tinha uma provisão para contingência acumulada no montante de, aproximadamente R\$709,9 milhões, constituída com base na expectativa da administração da Companhia e de seus consultores jurídicos para as ações judiciais cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

Abaixo, para informação, são apresentados descritivos dos principais processos judiciais e administrativos da Companhia.

8.9.1. Cível

Atualmente, existem 3.490 processos classificados como cíveis, sendo que em 351 a Companhia atua como autora, 3.070 como ré e em 5 casos a Companhia é, concomitantemente, autora e ré. A Companhia provisionou a quantia acumulada de R\$140,9 milhões em relação aos processos com avaliação de perda provável.

Os processos judiciais de natureza cível de maior relevância referem-se às seguintes matérias:

- **Majoração tarifária e deficiência no fornecimento:** A CERJ responde por ações que tratam do aumento nas tarifas de energia elétrica, ocorrido em março de 1986, quando vigorava o plano cruzado. Apesar desse aumento ter sido autorizado pelo Poder Concedente, o Poder Judiciário

firmou o entendimento de que essa majoração tarifária desrespeitou a legislação vigente e determinou a restituição dos valores devidamente atualizados aos consumidores. O Poder Judiciário também entendeu que os efeitos do reajuste estavam limitados ao período compreendido entre março a novembro de 1986 e que somente os consumidores industriais foram afetados por esse reajuste. A CERJ também responde por ações relacionadas com pedidos de indenização por danos materiais e morais decorrentes de deficiências no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

- **Eletroplessão:** Foram propostas ações por vítimas e/ou sucessores de acidentes na rede de eletricidade, pelas mais diversas causas. A maior ação relacionada com essa matéria envolve o valor de R\$1 milhão, a Companhia, caso condenada, terá ação de regresso contra a seguradora, no valor de até R\$200 mil, que foi devidamente denunciada à lide.
- **Desapropriações:** A Companhia é parte em processos relacionados a desapropriações de áreas destinadas ao cumprimento dos serviços prestados pela CERJ, nos termos da legislação vigente. A Companhia realiza depósitos judiciais dos valores envolvidos nas ações, em contas com correção monetária. A maior ação de desapropriação da Companhia ainda pendente e cuja probabilidade de perda é provável, envolve o montante aproximado de R\$2,6 milhões. A Companhia provisionou o montante de R\$8,4 milhões para todas as ações de desapropriação.
- **Cobrança de dívida contraída pelo estado do Rio de Janeiro:** Em 01 de abril de 1998 a Meridional S.A. Serviços Empreendimentos interpôs uma ação monitória contra o Estado do Rio de Janeiro e a CERJ para cobrança de valores que teriam origem em ações em trâmite perante a Fazenda Pública, que têm como partes a CELF – Centrais Elétricas Fluminense e Ministral e Cível (ambas formam um consórcio administrado pelo Meridional), com base em um documento que seria uma suposta confissão de dívida da Secretaria do Estado da Fazenda. A CERJ foi incluída no pólo passivo da ação, devido (i) a CELF ter alienado seus bens à CERJ, tornando-se dessa forma insolvente, quando a dívida já estava sendo discutida judicialmente e, (ii) ao acionista controlador de CELF e CERJ ser o Estado do Rio de Janeiro. O processo está suspenso desde maio de 2003 aguardando o julgamento das ações que teriam dado origem ao débito, tendo o Ministério Público opinado pela improcedência da ação. O valor envolvido nessa ação é de aproximadamente R\$301,5 milhões.

Ações Coletivas

A CERJ é ré em diversas ações coletivas que tratam das seguintes matérias: (a) racionamento, (b) corte no fornecimento por irregularidades no consumo; (c) cobrança de encargo adicional; (d) Abusividade de cláusulas do contrato de prestação de serviço público de energia elétrica para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (e) corte no fornecimento em razão da extrapolação da capacidade destinada a cada região; e (f) rateamento dos custos para extensão da rede elétrica. Entre essas, destacam-se:

Com relação à abusividade de cláusulas do contrato de prestação de serviço público de energia elétrica para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, a CERJ é parte em 2 ações coletivas onde é questionada a legalidade de diversas cláusulas do contrato de prestação de serviço público para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, sob o fundamento de que tais cláusulas foram estabelecidas unilateralmente e não trazem as informações necessárias aos consumidores. A CERJ segue as orientações do Poder Concedente na elaboração dos seus contratos e todos eles foram aprovados pela ANEEL.

A CERJ ainda é parte em 2 ações coletivas cujo objeto é requerer que a CERJ forneça energia elétrica com qualidade e sem interrupções aos consumidores regulares do município de São Gonçalo, bem como que se abstenha de permitir tais interrupções e que, na hipótese de ser absolutamente inevitável a interrupção no fornecimento de energia elétrica, que a regularização de sua prestação seja imediata, sob pena de multa diária.

Em 16 de novembro de 1999, a Coordenadoria de Defesa do Consumidor de São Gonçalo, representando a coletividade do município de São Gonçalo, interpôs ação coletiva contra a Companhia, para que essa seja condenada a custear todos os pedidos de instalação de rede elétrica formulado pelos moradores de São Gonçalo, em função do que dispõe o Contrato de Concessão, não sendo possível estimar o valor envolvido na ação.

Ações Cíveis Públicas

A CERJ é parte em 3 ações cíveis públicas, sendo a primeira relacionada a danos ambientais, a segunda a retirada de postes de estradas e a terceira relativa a aumento tarifário. Segue breve resumo dessas ações:

- Em 28 de agosto de 1999, o município de Trajano de Moraes interpôs ação cível pública para que a CERJ se abstenha de efetuar o corte da vegetação de eucaliptos que ameaça as linhas de transmissão da CERJ, sem a devida autorização do município. Não há como estimar qualquer valor de perda no presente caso, por tratar-se de obrigação de não-fazer.
- Em 13 de janeiro de 2000, o Município de Niterói interpôs ação cível pública contra a CERJ para que os postes utilizados pela CERJ para prestação do serviço de distribuição de energia elétrica sejam removidos das estradas Caetano Monteiro e Francisco da Cruz Nunes, localizadas na cidade de Niterói, pois estariam dentro da pista de rolamento, oferecendo risco à segurança e incolumidade pública. A CERJ, por sua vez, argumenta que os postes ficaram em situação irregular em decorrência do alargamento das rodovias promovidos pelo Município de Niterói, e concorda com o a remoção dos postes, desde que seja ressarcida. Haveria uma quebra do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, como disposto especificamente no Decreto Federal nº 84.398 para as linhas implantadas em faixa de rodovia e, ainda, de modo geral no artigo 37, XXI, da Constituição Federal. Ainda que condenada, a CERJ teria, em tese, ação de regresso contra aquele que deu causa à remoção dos postes.
- A Associação Fluminense do Consumidor e Trabalhador - AFCONT propôs ação cível pública contra a ANEEL, Light e CERJ para que as duas últimas suspendam os aumentos tarifários realizados em novembro de 2003 ou que se abstenham de efetuar o fornecimento no corte de energia, em razão de o Tribunal de Contas da União (“TCU”) ter verificado impropriedades técnicas no processo de revisão tarifária da Light. O TCU ainda não concluiu o relatório quanto à revisão tarifária da CERJ, mas segundo notícias de jornais haveria a mesma impropriedade técnica no processo de revisão tarifária da CERJ. A medida liminar foi concedida. Tanto a CERJ quanto a Light obtiveram a suspensão dessa liminar mediante interposição de agravos de instrumento perante o Tribunal Regional Federal. A Companhia entende que a probabilidade de perda é possível, não sendo possível estimar um valor de perda, tendo em vista que o relatório do TCU não está concluído.

Juizados Especiais Cíveis

Existem cerca de 26.000 processos em trâmite perante os Juizados Especiais Cíveis. Nestes a CERJ sempre figura como Ré. A Companhia estima que a probabilidade de perda é provável em 40% desses processos. A CERJ provisionou o valor de aproximadamente R\$39,5 milhões.

8.9.2. Fiscal

Atualmente, a Emissora é parte em diversos procedimentos administrativos e processos judiciais de natureza tributária, estando provisionado, em 31 de março de 2004, o valor acumulado de R\$379,8 milhões.

Procedimentos Administrativos

Os procedimentos administrativos de natureza fiscal de maior relevância referem-se às seguintes matérias:

- Autos de Infração de ICMS, correspondentes a fiscalização ocorrida no período de junho de 2000 a janeiro de 2002, no valor total de aproximadamente R\$53,7 milhões. A Emissora provisionou o valor de aproximadamente R\$20,6 milhões.
- Auto de Infração de CSLL, segundo o qual a Secretaria da Receita Federal entende como irregular o aproveitamento integral da base negativa da Emissora.
- Auto de Infração de IRPJ, de acordo com o qual a Secretaria da Receita Federal questiona o aproveitamento integral pela Emissora de prejuízos fiscais. Em 31 de dezembro de 2003, o valor envolvido nesse auto de infração correspondia a R\$3,4 milhões. A Emissora não provisionou o valor discutido nesse auto de infração.
- Autos de Infração de IRPJ e CSLL, correspondentes à fiscalização da Secretaria da Receita Federal, que entendeu irregular o aproveitamento integral dos prejuízos fiscais na apuração do IRPJ e das bases negativas na apuração da CSLL. Em 31 de dezembro de 2003, estavam envolvidos nesses autos de infração o valor total de R\$69,3 milhões. A Emissora não provisionou o valor discutido nesses autos de infração.

Processos Judiciais

Os processos judiciais de natureza fiscal de maior relevância referem-se às seguintes matérias:

- CSLL. A Emissora impetrou, em 14 de dezembro de 1998, mandado de segurança contra decisão tomada pelo Delegado da Receita Federal em Niterói, para assegurar seu direito ao aproveitamento, no ano-calendário de 1998 e seguintes, dos efeitos da diferença de correção monetária do balanço correspondente ao exercício findo em 1990, sobre as depreciações, amortizações e baixas do ativo permanente para fins de apuração da base de cálculo da CSLL, sem as restrições introduzidas pela Lei nº 8.200/91 e pelo Decreto nº 332/91. O mandado de segurança foi julgado procedente, entretanto, houve decisão desfavorável à Companhia no recurso de ofício da União Federal. Atualmente, os embargos de declaração opostos pela Companhia estão pendentes de julgamento. Em 31 de dezembro de 2003, o valor discutido era de aproximadamente R\$64,6 milhões.

- IRPJ e CSSL. A Emissora impetrou mandados de segurança para assegurar seu direito à compensação dos prejuízos fiscais acumulados para efeitos de cálculo do IRPJ e de bases negativas para efeito de cálculo da CSSL, sem as limitações impostas pela Lei nº 8.981/95 e Lei nº 9.065/95. Em ambos os casos, foi concedida medida liminar e o mandados de segurança foram julgados procedentes. Atualmente, a apelação da União Federal está pendente de julgamento em relação aos 2 mandados de segurança. Em 31 de dezembro de 2003, o total provisionado era de R\$103,3 milhões para IRPJ e R\$29,4 milhões para CSSL.
- PIS. Em 14 de outubro de 1996, a Emissora ajuizou ação declaratória cumulada com pedido de repetição de indébito em face da União Federal, com o fim de declarar a inexistência da relação jurídico-tributária relativamente à incidência do PIS sobre as vendas de energia elétrica realizadas pela Emissora, bem como obter restituição das quantias recolhidas indevidamente a título da referida contribuição. Atualmente, essa ação encontra-se em fase de recurso e até 31 de janeiro de 2004, a Emissora tinha depositado judicialmente a quantia de aproximadamente R\$58,6 milhões.
- INSS. A Emissora ajuizou duas ações anulatórias de débito fiscal em face do INSS, respectivamente, em 13 de março de 2002 e 1 de abril de 2002. Na primeira ação judicial, a Emissora pretende a anulação de notificações fiscais de lançamento de débito - NFLDs, lavradas em decorrência de não retenção da contribuição previdenciária, incidente à alíquota de 11%, sobre a prestação de serviços por terceiros (responsabilidade solidária). A ação foi julgada improcedente. A Emissora interpôs recurso de apelação ao Tribunal Regional Federal da 2ª Região, que, atualmente, está pendente de julgamento. A Companhia efetuou depósito judicial que, em 31 de abril de 2002, era de aproximadamente R\$11,3 milhões. Na segunda ação judicial, a Emissora pretende a anulação de NFLDs, lavradas em decorrência de não recolhimento da contribuição previdenciária incidente sobre os valores pagos em reclamações trabalhistas. Atualmente, essa ação está em fase pericial. A Companhia efetuou depósito judicial que, em 31 de abril de 2002, era de aproximadamente R\$3,9 milhões.

Execuções Fiscais e Anulações de Débitos Fiscais - INSS

A Emissora está envolvida nas seguintes execuções fiscais relacionadas a contribuições previdenciárias:

- O INSS ajuizou, em 24 de setembro de 1998, execução fiscal em face da Emissora, para cobrança dos créditos tributários alegadamente decorrentes de a Emissora (i) ter efetuado contratação irregular de funcionários temporários, e (ii) ter deixado de recolher a contribuição previdenciária sobre o 13º salário pago aos funcionários denominados “patrulheiros”. Atualmente, os embargos à execução fiscal opostos pela Emissora estão aguardando o julgamento da ação anulatória de débito fiscal proposta pela Emissora. A Emissora ofereceu em garantia dessa execução fiscal, no valor de R\$11,4, em 31 de janeiro de 2004, cartas de fiança bancária nos valores de R\$6,5 e R\$1,4, além de imóvel localizado na Avenida do Contorno nº 2.150, na Cidade de Niterói.
- O INSS ajuizou, em 24 de setembro de 1998, execução fiscal em face da Emissora, para cobrança dos créditos tributários alegadamente decorrentes de responsabilidade solidária entre ela e inúmeros prestadores de serviços. Atualmente, os embargos à execução fiscal opostos pela Emissora estão aguardando o julgamento da ação anulatória de débito fiscal proposta pela Emissora. A Emissora ofereceu em garantia dessa execução fiscal, no valor de R\$2,9 milhões, em 31 de janeiro de 2004, imóveis localizados na Cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, no valor de aproximadamente R\$1,2 milhões, bem como carta de fiança bancária no valor de aproximadamente R\$1,0 milhão.

Execução Fiscal Municipal

Em 18 de dezembro de 2003, o Município de Itaboraí propôs execução fiscal contra a Companhia pela falta de recolhimento da Taxa de Permanência de Instalações Fixas em vias e logradouros públicos, relativamente ao período de janeiro de 2003. A Companhia ofereceu em garantia da execução imóvel localizado no município de Niterói, na Av. do Contorno s/n, avaliado em aproximadamente R\$4,1 milhões, não tendo sido esse pedido ainda apreciado pelo juiz.

Parcelamento Refis

Em 29 de agosto de 2003, a Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal/Parcelamento Especial – PAES, também conhecido com Refis II, instituído pela Lei nº 10.684/03, parcelando em 120 (cento e vinte) meses, um débito acumulado de aproximadamente R\$47,7 milhões. Em 31 de março de 2004, o montante total devido era de R\$48,5 milhões. Essa adesão teve como objetivo o parcelamento de débitos oriundos de notificações fiscais de lançamentos de débito do Instituto Nacional de Seguridade Social – INSS no período de outubro de 1996 a julho de 2000, que se referiam preponderantemente à responsabilidade solidária sobre contratações de serviços terceirizados, sobre os quais a avaliação dos consultores da Companhia, do risco de perda da impugnações efetuadas se mostravam como prováveis.

8.9.3. Trabalhista

Em 31 de março de 2004, a Emissora figurava no pólo passivo de 3.642 processos judiciais de natureza trabalhista. A probabilidade de perda de 3.071 ações foi estimada como provável, 284 ações como possível e 107 ações como remota, estando provisionado o valor de R\$185,4 milhões, referentes aos processos com avaliação de perda provável.

Os principais objetos tratados nas demandas de maior relevância tratam dos seguintes temas: (a) reintegração ao emprego; (b) reconhecimento de vínculo empregatício; (c) complementação adicional de periculosidade; e (d) Unidade de Referência de Preços - URP.

Reintegração ao Emprego

Em 29 de novembro de 1995, Selma de Souza Toscano e outros 121 empregados da CERJ, na qualidade de litisconsortes, ajuizaram uma reclamação trabalhista em face da Emissora, visando à sua reintegração aos quadros da Emissora em função de terem sido afastados da Companhia com base no parecer da Procuradoria Geral do Estado do Rio de Janeiro nº 01/95, que declarou a extinção de seus contratos de trabalho em face de aposentadoria espontânea. A ação foi julgada procedente, determinando a imediata reintegração dos reclamantes, assegurando-lhes estabilidade. Atualmente, aguarda-se julgamento pelo Tribunal Superior do Trabalho do recurso de revista interposto pela Emissora. A Emissora provisionou integralmente o valor discutido nesta reclamação trabalhista, no valor de R\$47.119.765,98, em 31 de março de 2004.

Terceirização

Em 21 de junho de 2001, o Ministério Público do Trabalho ajuizou, perante a 3ª Vara do Trabalho de Niterói, ação civil pública com pedido de antecipação de tutela e confirmação de liminar para que a CERJ se abstenha de terceirizar diversas atividades alegadas como atividades fins. A antecipação de tutela requerida foi concedida, razão pela qual a CERJ impetrou um mandado de segurança, onde obteve liminar suspendendo os efeitos dessa decisão até o julgamento final do mandado de segurança. Em dezembro de 2002, a sentença da ação civil pública julgou parcialmente

procedente o pedido, para condenar a CERJ em obrigação de não contratar empresas para mero fornecimento de mão-de-obra, sem, contudo, especificar qualquer atividade. Por essa razão, tanto a Companhia quanto o Ministério Público do Trabalho interpuseram recurso ordinário contra essa decisão que aguardam julgamento. Ainda não houve decisão no mandado de segurança. Não há como estimar qualquer valor de perda no presente caso, por tratar-se de obrigação de não-fazer.

Complementação de Adicional de Periculosidade

Existem três reclamações trabalhistas propostas pelos sindicatos, onde é pleiteado o recebimento de diferenças do adicional de periculosidade, pago de forma intermitente, reflexos em todas as parcelas salariais. Todas essas ações estão em fase de execução. Em relação (a) às reclamações propostas pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Niterói foi provisionado o valor de aproximadamente R\$3,9 milhões e (b) à reclamação proposta pelo Sindicato dos Trabalhadores do Norte e Noroeste Fluminense foi provisionado o valor de R\$383,5 mil relativos a somente 4 reclamantes, sendo que em relação aos outros 35 reclamantes, com valor estimado de perda de R\$2,5 milhões, não foi feito provisionamento em virtude deles não serem filiados, à época da propositura da reclamação, a esse sindicato.

URP – Unidade de Referência de Preços

Existem três ações propostas por sindicatos, visando o recebimento de diferenças salariais de 26,05%, a partir de fevereiro de 1989, referente ao plano econômico instituído pelo Decreto-lei nº 2.335/87, que adotou a URP (Unidade de Referência de Preços), como medida dos reajustes mensais de salários, determinada pela variação do IPC (Índice de Preços ao Consumidor) ocorrida no trimestre anterior, aplicada a cada mês do trimestre subsequente. Segue breve resumo das três ações:

- Em fevereiro de 1989, o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense ajuizou a ação, a qual foi julgada parcialmente procedente. O sindicato interpôs recurso perante, ao qual foi negado provimento. Em 25 de agosto de 2000, foi homologado o cálculo de liquidação de sentença no valor de R\$486 mil, atualizado até 24 de março de 2000. A CERJ garantiu o juízo, mediante indicação de bem imóvel localizado na Rua São Sebastião, 12, Niterói (matrícula 13.473 – 1º Ofício de Registro de Imóveis de Niterói) e opôs embargos à execução em 31 de outubro de 2000, aos quais foi negado provimento, o que levou a Companhia a interpor agravo de petição perante o Tribunal Regional do Trabalho do Rio de Janeiro, ao qual foi dado provimento, determinando que os cálculos fossem refeitos. A Emissora provisionou a quantia de R\$823,2 mil (valor da homologação acrescido de correção monetária e juros de mora)
- Em março de 1989, o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica do Norte e Noroeste Fluminense ajuizou a ação, a qual foi julgada procedente em julho de 1989 e, atualmente, está em fase de execução de sentença. Em novembro de 2001, foi celebrado acordo entre as partes, condicionado à adesão individual de cada empregado, sendo que 944 aderiram ao acordo e receberam os valores individualmente devidos e 166 permanecem como remanescentes, dentre os quais 35 manifestaram interesse antes de 05 de agosto de 2003 (data do julgamento da ação rescisória, que limitou a apuração das diferenças até a sentença de primeiro grau), de forma expressa, na adesão ao acordo e, após homologação, receberão a quantia de R\$890.000,00. Após esse pagamento, será iniciada nova liquidação dos valores devidos aos 131 empregados restantes, em razão da decisão proferida na ação rescisória em 05 de agosto de 2003. A Companhia estima que será homologado o valor de R\$3.015.677,29, o qual inclui o pagamento do acordo com 35 empregados, encontrando-se provisionado.

- Em abril de 1989, o Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói ajuizou a ação, a qual foi julgada parcialmente procedente e atualmente, a execução da sentença está suspensa, por meio de medida cautelar imposta pela CERJ, até a decisão do recurso interposto na ação rescisória proposta pela CERJ. A Companhia provisionou o montante de aproximadamente R\$2,3 milhões. Além disso, a empresa provisionou o montante de aproximadamente R\$1 milhão, correspondente à homologação judicial, em outra carta de sentença, cuja execução não prosseguiu em face da suspensão obtida pela CERJ.

Equiparação Salarial

Há ações em que os autores requerem o pagamento de diferenças salariais devido à equiparação salarial com outros empregados que exercem funções análogas e, no entanto, percebem salários superiores. A Companhia provisionou o valor de aproximadamente R\$6,4 milhões relativas a essas ações.

8.9.4. Processos Administrativos

Auto de Infração nº 012/2003-SFE

A CERJ foi multada no valor de aproximadamente R\$3,7 milhões em razão do descumprimento dos níveis de qualidade do serviço prestado (não cumprimento das metas anuais dos indicadores de continuidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora ou FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), o qual estava, em 31 de março de 2004, inteiramente provisionado. A lavratura desse auto de infração se deu após o não cumprimento das exigências contidas nos Termos de Notificação de nºs 216/2001-SFE, 159/2002-SFE e 031/2003-SFE, os quais são analisados individualmente a seguir:

Auto de Infração nº 002

A Emissora é autora da ação ordinária n. 1998.34.00.021586-0, proposta perante a 9ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, em 28 de agosto de 1998, cujo objeto é a anulação do Auto de Infração nº 002, em que foi aplicada a multa máxima de 0,1% do faturamento dos últimos 12 meses, em decorrência do alto índice de perturbações e de interrupções do fornecimento de energia elétrica, com reflexos prejudiciais aos usuários do serviço público, pelo desatendimento dos requisitos de regularidade, eficiência, segurança, atualidade e generalidade. O valor inicial dessa ação era de R\$ 638.964,00, em 25 de agosto de 1998. Em 30 de julho de 1998, foi proposta medida cautelar inominada com pedido de concessão de liminar (processo nº 1998.34.00.018629-0), para que a ANEEL se abstenha de cobrar pela multa aplicada no Auto de Infração n. 002, no valor correspondente a 0,1% do faturamento dos últimos 12 meses, em decorrência do alto índice de perturbações e de interrupções do fornecimento de energia elétrica, com reflexos prejudiciais aos usuários do serviço público, pelo desatendimento dos requisitos de regularidade, eficiência, segurança, atualidade e generalidade. Em 27 de julho de 2000, foi publicada sentença que julgou procedente o pedido da CERJ na medida cautelar, determinando a manutenção do depósito do valor da multa, decisão esta que veio a ser confirmada com o acórdão publicado em 02 de dezembro de 2002, proferido pela 5ª Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, vindo apenas a reduzir a condenação da ANEEL em honorários advocatícios de R\$20.000,00 para R\$5.000,00.

IX - OUTRAS INFORMAÇÕES E CONTINGÊNCIAS RELEVANTES

9.1. INFORMAÇÕES REFERENTES A TRIBUTOS

9.1.1. Tributos Aplicáveis à Atividade da Companhia

A atividade preponderante da CERJ é a distribuição de energia, entretanto, a companhia atua também na geração e transmissão de energia elétrica. Essas atividades são submetidas a cinco principais tributos: Imposto sobre a Renda da Pessoa Jurídica – IRPJ – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL – Contribuições ao Programa de Integração Social – PIS – Contribuições para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS e ICMS.

Imposto de Renda Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e Contribuição Social sobre o Lucro (“CSL”)

A CERJ não está sujeita a nenhum regime especial de apuração desses tributos. Assim, o IRPJ e a CSL incidirão sobre o lucro líquido ajustado da companhia, quer-se dizer, o lucro líquido ajustado por adições (despesas não dedutíveis e receitas cuja tributação tenha sido diferida nos termos da legislação de regência) e exclusões (despesas que se tornam dedutíveis e receitas cuja tributação possa ser diferida nos termos da legislação de regência).

Além disso, deve-se notar que, conforme apresentado nas Informações Trimestrais de Rendimentos já publicadas, a companhia contabiliza ativos e passivos de IRPJ e CSL diferidos.

Programas de Integração Social (“PIS”) e Contribuição ao Financiamento da Seguridade Social – COFINS (“COFINS”)

A CERJ não está sujeita a nenhum regime especial de apuração desses tributos. Assim, as contribuições ao PIS e à COFINS incidirão sobre a receita bruta da companhia, nos termos da legislação em vigor. É de se destacar que, conforme esclarecido nas Informações Trimestrais de Rendimentos já publicadas, a companhia discute judicialmente dispositivos da legislação de regência desses dois tributos ora em vigor. Outrossim, é de se considerar eventuais efeitos resultantes da majoração da tributação da COFINS recentemente implementada com a edição da Lei nº 10.833/2003.

ICMS

A CERJ não está sujeita a nenhum regime especial de apuração desses tributos. Assim a venda de energia elétrica (distribuição intra-estadual) se sujeita à tributação pelo ICMS, mediante aplicação de alíquotas que variavam de 0% (baixa renda) a 25% (regra geral). Vale lembrar que o Estado do Rio de Janeiro instituiu, em 2003, o Fundo Estadual de Combate à Pobreza que majorou as alíquotas anteriormente citadas fazendo com que a maior alíquota aplicável à venda de energia possa chegar a 30%.

9.1.2. Tributos Aplicáveis às Debêntures

Imposto de Renda Retido na Fonte (“IRRF”)

Como regra geral, o tratamento fiscal dispensado aos rendimentos produzidos pelas debêntures é o mesmo aplicado aos títulos de renda fixa, sujeitando-se, portanto, à incidência do IRRF, à alíquota de 20% (artigo 730, IV, do Decreto nº 3.000/99 e artigo 17 da Instrução Normativa SRF nº 25/2001).

Não obstante, há regras específicas aplicáveis a cada tipo de debenturista, conforme sua qualificação como pessoa física, pessoa jurídica, inclusive isenta, fundo de investimento, instituição financeira, sociedade de seguro, de previdência privada, de capitalização, corretora de títulos, valores mobiliários e câmbio, distribuidora de títulos e valores mobiliários, sociedade de arrendamento mercantil ou investidor estrangeiro.

Os debenturistas qualificados como pessoas físicas ou pessoas jurídicas isentas terão seus rendimentos tributados exclusivamente na fonte (artigo 770, § 2º, II e artigo 773, II do Decreto nº 3.000/99 e artigo 33, II da Instrução Normativa SRF nº 25/2001). As entidades imunes estão dispensadas da retenção do imposto na fonte desde que declararem sua condição à fonte pagadora (artigo 71 da Lei nº 8.981/95, com redação dada pelo artigo 1º da Lei nº 9.065/95, e artigo 34 da Instrução Normativa SRF nº 25/2001).

O IRRF pago por debenturistas qualificados como pessoas jurídicas tributadas pelo lucro presumido ou real é considerado antecipação, gerando o direito à restituição ou compensação do montante retido com o imposto apurado em cada período-base de apuração (artigo 770, § 3º e artigo 773, I do Decreto nº 3.000/99 e artigo 33, I da Instrução Normativa SRF nº 25/2001).

Os rendimentos das debêntures auferidos por fundos de investimento (exceto fundo de investimento imobiliário) são isentos do IRRF (artigo 28, § 10 da Lei nº 9.532/1997, artigos 741 e 777 do Decreto nº 3.000/99 e artigo 4º da Instrução Normativa SRF nº 25/2001).

Os rendimentos auferidos por entidades de previdência complementar (abertas ou fechadas) e por sociedade seguradoras que operam planos de benefícios de caráter previdenciário estarão sujeitos ao IRRF ou não, dada a sistemática de tributação adotada pelo beneficiário. A legislação vigente estabeleceu como regra geral a incidência do IRRF (à alíquota de 20%) sobre rendimentos de debêntures auferidos por essas pessoas jurídicas (artigo 1º da Medida Provisória nº 2.222/2001 e artigo 1º da Instrução Normativa SRF nº 126/2002), entretanto criou um regime especial de tributação do lucro dessas entidades no qual os rendimentos das debêntures não se sujeitariam ao IRRF (artigo 2º da Medida Provisória nº 2.222/2001 e artigo 2º, § 7º e 5º da Instrução Normativa SRF nº 126/2002). Assim, o beneficiário deverá informar à fonte pagadora (modelo anexo à Instrução Normativa SRF nº 126/2002) se os rendimentos das debêntures sujeitar-se-ão ao IRRF ou não.

Os rendimentos auferidos por instituições financeiras, seguradoras, sociedades de capitalização, corretoras e distribuidoras de títulos e valores mobiliários e sociedades de arrendamento mercantil que forem oriundos de aplicações em debêntures não se sujeitam ao IRRF (artigo 774, I, do Decreto nº 3.000/99 e artigo 35, I e II, da Instrução Normativa SRF nº 25/2001).

Os rendimentos auferidos por debenturistas residentes, domiciliados ou com sede no exterior sujeitam-se ao mesmo tratamento aplicado às pessoas físicas residentes no País (artigo 778, I, do Decreto nº 3.000/99 e artigo 37 da Instrução Normativa SRF nº 25/2001), qual seja a incidência do IRRF (à alíquota de 20%). Entretanto, a legislação vigente estabeleceu um regime especial de tributação aplicável aos rendimentos auferidos pelos investidores externos cujos recursos adentrarem o País de acordo com as normas do CMN (Resolução BACEN nº 2.689/2000 e Circular BACEN nº 2.963/2000). Nessa hipótese, os rendimentos auferidos por debenturistas estrangeiros estão sujeitos à incidência do imposto de renda, à alíquota reduzida de 15% (quinze por cento), ao invés da alíquota usual de 20% (vinte por cento) (artigo 81 da Lei nº 8.981/1995, alterada pelo artigo 11 da Lei nº 9.249/1995, artigo 16 da Medida Provisória nº 2.189-49/2001, artigo 39 da Instrução Normativa SRF nº 25/2001 e artigo 29 da Instrução Normativa SRF nº 208/2002).

O benefício de redução da alíquota do IRRF não se aplica a investimentos oriundos de países que não tributem a renda ou que a tributem por alíquota inferior a 20% (vinte por cento). Nessa hipótese, há incidência do IRRF à alíquota normal de 20% (vinte por cento) (artigo 16, § 2º da Medida Provisória nº 2.189-49/2001, artigo 43 da Instrução Normativa SRF nº 25/2001 e artigo 31 da Instrução Normativa SRF nº 208/2002).

A base de cálculo do IRRF é o valor dos rendimentos gerados pelas debêntures (artigo 731, §2º, do Decreto nº 3.000/99).

Regra geral, o IRRF deverá ser retido e recolhido pela fonte pagadora dos rendimentos. Excepcionalmente, nas operações com debêntures registradas para negociação no SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, a retenção do imposto incidente sobre rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas não financeiras titulares de contas individualizadas deve ser efetuada por meio do próprio sistema (artigo 733, III, do Decreto nº 3.000/99 e artigo 19, § único, IV da Instrução Normativa SRF nº 25/2001). Na hipótese de rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas não financeiras que não possuem contas individualizadas do referido sistema, cabe às instituições financeiras titulares das referidas contas a retenção do IRRF (artigo 733, III, do Decreto nº 3.000/99 e artigo 19, § único, IV da Instrução Normativa SRF nº 25/2001).

A retenção deve ser efetuada por ocasião do pagamento dos rendimentos aos debenturistas (artigo 732, II, do Decreto nº 3.000/99 e artigo 19, I, da Instrução Normativa SRF nº 25/2001) e o recolhimento do IRRF deve ser realizado até o terceiro Dia Útil da semana subsequente à do referido pagamento (artigo 83 da Lei nº 8.981/1995). No caso de debênture conversível em ação, os rendimentos produzidos até a data da conversão serão tributados nessa data (artigo 17, § 5º da Instrução Normativa SRF nº 25/2001).

Contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e COFINS.

As contribuições para o PIS/PASEP e a COFINS incidem sobre o valor do faturamento mensal das pessoas jurídicas ou a elas equiparadas, considerando-se a totalidade das receitas por estas auferidas, independentemente do tipo de atividade exercida e da classificação contábil adotada para tais receitas (artigo 1º da Lei nº 10.637/2002 e artigo 1º da Lei nº 10.833/2003).

A remuneração conferida a título de pagamento dos juros aos debenturistas qualificados como pessoas jurídicas constitui receita financeira, estando, portanto, sujeita às contribuições para o PIS/PASEP, à alíquota de 1,65% (regra geral - artigo 2º da Lei nº 10.637/2002) ou 0,65% (instituições financeiras - artigo 8º, I da Lei nº 10.637/2002), e à COFINS, à alíquota de 7,6% (regra geral – artigo 2º da Lei nº 10.833/2003) ou 3% (instituições financeiras – artigo 10, I, da Lei nº 10.833/2003). Sobre os rendimentos auferidos por debenturistas qualificados como pessoas físicas não há incidência dos referidos tributos.

O pagamento das contribuições para o PIS/PASEP e da COFINS deve ser efetuado até o último Dia Útil da primeira quinzena do mês subsequente ao de auferimento da referida receita pelo debenturista (artigo 10 da Lei nº 10.637/2002 e artigo 11 da Lei nº 10.833/2003).

Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira – CPMF (“CPMF”)

A CPMF poderá atingir qualquer debenturista, independentemente de sua qualificação, incidindo sobre as movimentações financeiras realizadas em função da aquisição de debêntures ou posteriores pagamentos realizados aos debenturistas por ocasião da amortização, vencimento ou resgate das debêntures.

Na subscrição e integralização das debêntures, os debenturistas realizarão débito de sua conta corrente de depósito, incidindo CPMF sobre o montante lançado (artigos 1º e 2º, I, da Lei nº 9.311/1996).

A movimentação bancária de contas de titularidade de corretoras de títulos, valores mobiliários e câmbio, distribuidoras de títulos e valores mobiliários, sociedades de investimento e fundos de investimento, sociedades corretoras de mercadorias e dos serviços de liquidação, compensação e custódia vinculados às bolsas de valores, de mercadorias e de futuros, cooperativas de crédito e algumas instituições financeiras estará sujeita à CPMF porém à alíquota zero, desde que o recebimento de proventos de valores mobiliários emitidos por terceiros esteja compreendido em seu objeto social e que os referidos rendimentos sejam lançados e movimentados em contas correntes de depósito especialmente abertas e exclusivamente utilizadas para este propósito (artigo 8º III da Lei nº 9.311/1996).

A alíquota da CPMF é de 0,38% (artigo 84, § 3º dos Atos das Disposições Constitucionais Transitórias, com redação da Emenda Constitucional nº 37 e artigo 3º da Emenda Constitucional nº 42).. A responsabilidade pela retenção e recolhimento da CPMF devida, como regra geral, é atribuída à instituição que realizar o lançamento a débito na conta corrente do debenturista (artigo 5º, I da Lei nº 9.311/1996).

Imposto sobre Operações Financeiras – IOF (“IOF”)

As operações com debêntures estão isentas do recolhimento do IOF (artigo 34 do Decreto nº 4.494/2002 e Ato Declaratório nº 4/1999 da SRF).

X - OBTENÇÃO DE INFORMAÇÕES RELATIVAS À EMISSÃO

Quaisquer outras informações complementares sobre a Emissora e a 2ª Emissão, bem como a obtenção de exemplar deste Prospecto poderão ser obtidos junto (a) à Emissora, na Praça Leoni, nº 1, na Cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro; (b) aos Coordenadores da 2ª Emissão, nos endereços constantes do item 3.4 deste Prospecto ou (c) aos Participantes Especiais, nos seguintes endereços: (i) Alfa – Alameda Santos, 466, 9º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, (ii) Banif Primus – Av. República do Chile, 230, 9º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro e (iii) BES – Av. Roque Petrônio Jr., 999, 3º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

O Prospecto estará disponível para consulta na (a) CVM, na Rua Sete de Setembro, nº 111, 5º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, ou na Rua Formosa, nº 367, 20º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo e (b) CETIP, na Rua Líbero Badaró, nº 425, 24º andar, Centro, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

O Prospecto encontra-se disponível, ainda, nas páginas da rede mundial de computadores da Emissora (www.cerj.com.br), da Instituição Líder (www.shopinvest.com.br), dos Coordenadores www.citibank.com.br, www.itaubba.com.br, www.santander.com.br, www.bancoreal.com.br e www.unibanco.com.br, dos Participantes Especiais www.alfanet.com.br, www.esinvestment.com, e www.banifinvestment.com.br/prospectos, da CVM (www.cvm.gov.br) e da CETIP (www.cetip.com.br).

Para maiores informações, contatar o Departamento de Relações com Investidores da Emissora:

Abel Alves Rochinha
Diretor de Relações com Investidores
Praça Leoni Ramos, nº 1
24210-200 – Niterói – RJ
Tel.: (21) 2613-7031
Fax: (21) 2613-7199

“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 nº 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.”

ANEXOS

- Anexo I. ITR - Informações Trimestrais da Emissora (31/03/2004)
- Anexo II. DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora (31/12/2003)
- Anexo III. IAN - Informações Anuais (31/12/2003)
- Anexo IV. Demonstrações financeiras auditadas (31/12/2001, 31/12/2002 e 31/12/2003)
- Anexo V. Ata da Assembléia Geral Extraordinária realizada em 29 de abril de 2004.
Ata da Reunião do Conselho de Administração realizada em 1º de junho de 2004
- Anexo VI. Estatuto Social atualizado da Emissora
- Anexo VII. Instrumento Particular de Escritura da 2ª Emissão de Debêntures Simples da CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, celebrado em 05 de julho de 2004, entre a Companhia e o Agente Fiduciário, acompanhado do seu Anexo 1 - Instrumento Particular de Contrato de Penhor e Outras Avenças, celebrado em 05 de julho de 2004, entre a Companhia, o Banco Mandatário e o Agente Fiduciário

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ANEXO I

ITR - Informações Trimestrais da Emissora (31/03/2004)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ITR - INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa
Legislação Societária

DATA-BASE - 31/03/2004

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 00305-0	2 - Denominação Social CIA. ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ	3 - CNPJ 33.050.071/0001-58	4 - NIRE 000033300054944

01.02 - SEDE

1 - Endereço Completo Praça Leoni Ramos	2 - Bairro ou Distrito São Domingos	3 - CEP 24240-200	4 - Município Niterói	5 - UF RJ
6 - DDD 21	7 - Telefone 2613-7783	8 - Telefone 2613-7035	9 - Telefone -	10 - Telex -
11 - DDD 21	12 - Fax 2613-7123	13 - Fax 2613-1799	14 - Fax -	15 - E-mail -

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - Nome Abel Alves Rochinha	2 - Endereço Completo Praça Leoni Ramos, nº 01		3 - Bairro ou Distrito São Domingos	
4 - CEP 24240-200	5 - Município Niterói	6 - UF RJ	7 - DDD 21	8 - Telefone 2613-7031
9 - Telefone 2613-7000	10 - Telefone -	11 - Telex -	12 - DDD 21	13 - Fax 2613-7199
14 - Fax -	15 - Fax -	16 - E-mail arochinha@cerj.com.br		

01.04 - REFERÊNCIA/AUDITOR

Exercício Social em Curso		Trimestre Atual			Trimestre Anterior		
1 - Início 01/01/2004	2 - Término 31/12/2004	3 - Número 1	4 - Início 01/01/2004	5 - Término 31/03/2004	6 - Número 4	7 - Início 01/10/2003	8 - Término 31/12/2003
9 - Nome/Razão Social do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu		10 - Código CVM 00385-9		11 - Nome do Responsável Técnico José Carlos Monteiro		12 - CPF do Responsável Técnico 443.201.918-20	

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 - Trimestre Atual 31/03/2004	2 - Trimestre Anterior 31/12/2003	3 - Igual Trimestre Ex. Anterior 31/03/2003
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	4.235.186.511	2.895.563.870	2.895.563.870
2 - Preferenciais	0	0	0
3 - Total	4.235.186.511	2.895.563.870	2.895.563.870
Em Tesouraria			
4 - Ordinárias	0	0	0
5 - Preferenciais	0	0	0
6 - Total	0	0	0

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - Tipo de Empresa Empresa Comercial, Industrial e Outras	2 - Tipo de Situação Operacional	3 - Natureza do Controle Acionário Estrangeira	4 - Código Atividade 112 - Energia elétrica
5 - Atividade Principal Produção, distribuição e venda 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 Pagto.	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	19/03/2004	915.425	710.000	Capitalização de empréstimos	1.339.622.642	0,5300000000

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - Data 04/05/2004	2 - Assinatura

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/03/2004</u>	<u>31/12/2003</u>
1	Ativo Total	4.224.425	4.128.018
1.01	Ativo Circulante	843.689	731.874
1.01.01	Disponibilidades	32.819	19.163
1.01.01.01	Numerário Disponível	24.891	14.265
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	7.928	4.898
1.01.02	Créditos	807.120	708.984
1.01.02.01	Consumidores, Revendedores e Perm.	842.806	759.502
1.01.02.02	Prov. p/Créd. Liq. Duvidosa - Clientes	(244.150)	(253.038)
1.01.02.03	Encargo de Capacidade Emergencial	16.994	14.067
1.01.02.04	Consumidores Baixa Renda	11.515	13.552
1.01.02.05	Rendas a Receber	29.806	32.721
1.01.02.06	Devedores Diversos	52.691	86.615
1.01.02.07	Prog. Emerg. de Red. do Consumo de Energia	18.567	18.568
1.01.02.08	Partes Relacionadas	500	1.250
1.01.02.09	Conta de Desenvolvimento Energ. - CDE	38.568	35.747
1.01.02.10	Variação de Custos da Parcela A	39.823	0
1.01.03	Estoques	1.408	1.328
1.01.04	Outros	2.342	2.399
1.01.04.01	Despesas Antecipadas - Seguros e Outros	2.342	2.399
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.590.189	1.651.429
1.02.01	Créditos Diversos	906.843	957.112
1.02.01.01	Consumidores, Revendedores e Perm.	211.786	253.614
1.02.01.02	Devedores Diversos	19.943	15.662
1.02.01.03	Prog. Emerg. de Red. do Consumo de Energia	3.501	4.109
1.02.01.04	Despesas Antecipadas - Seguros e Outros	5.186	5.186
1.02.01.05	Despesas Antecipadas - Parcela A	106.932	126.698
1.02.01.06	Depósito Vinculados a Litígios	132.273	126.629
1.02.01.07	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	427.222	425.214
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	670.949	687.802
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	670.949	687.802
1.02.02.03	Com outras Pessoas Ligadas	0	0
1.02.03	Outros	12.397	6.515
1.02.03.01	Outros Créditos	12.397	6.515
1.03	Ativo Permanente	1.790.547	1.744.715
1.03.01	Investimentos	337.128	339.364
1.03.01.01	Participações em Coligadas	336.217	338.453
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	911	911
1.03.02	Imobilizado	1.453.419	1.405.351
1.03.02.01	Intangíveis	55.141	54.532
1.03.02.02	Terrenos	35.935	35.935
1.03.02.03	Reservatórios, Barragens e Adutoras	52.158	51.942
1.03.02.04	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	60.134	60.134
1.03.02.05	Máq. e Equipamentos e Móv. e Utensílios	2.072.053	2.057.209
1.03.02.06	Veículos	8.955	8.955
1.03.02.07	Depreciação e Amortização Acumuladas	(798.162)	(771.878)
1.03.02.08	Imobilizações em Curso	172.510	113.892
1.03.02.09	Obrigações Especiais	(205.305)	(205.370)
1.03.03	Diferido	0	0

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	31/03/2004	31/12/2003
2	Passivo Total	4.224.425	4.128.018
2.01	Passivo Circulante	1.167.271	1.051.994
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	330.713	285.460
2.01.02	Debêntures	0	0
2.01.03	Fornecedores	277.103	254.274
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	108.354	86.575
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0
2.01.06	Provisões	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	198.781	191.110
2.01.08	Outros	252.320	234.575
2.01.08.01	Folha de Pagamento	14.444	14.290
2.01.08.02	Encargo de Dívidas	21.425	21.662
2.01.08.03	Operação com Derivativos	32.652	94.074
2.01.08.04	Parcelamento Especial - Lei 10.684	4.771	4.776
2.01.08.05	Programa Emergencial de Red. de Energia	47.166	47.167
2.01.08.06	Encargo de Capacidade Emergencial	17.725	14.783
2.01.08.07	Conta de Desenvolvimento Energ. - CDE	3.882	2.762
2.01.08.08	Conta de Compensação da Parcela A	13.193	0
2.01.08.09	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	984	984
2.01.08.10	Obrigações Estimadas	17.467	12.640
2.01.08.11	Obrigações com Benefício Pós-Emprego	39.081	0
2.01.08.12	Outras Obrigações	39.530	21.437
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	1.998.053	2.723.554
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	201.901	195.275
2.02.02	Debêntures	0	0
2.02.03	Provisões	709.914	687.136
2.02.03.01	Provisão para Contingências	709.914	687.136
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	604.969	1.307.335
2.02.05	Outros	481.269	533.808
2.02.05.01	Fornecedores	93	84
2.02.05.02	Parcelamento Especial - Lei 10.684	43.734	45.213
2.02.05.03	Obrigações com Benefício Pós-Emprego	232.719	277.897
2.02.05.04	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	47.271	48.387
2.02.05.05	Outras Obrigações	157.452	162.227
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	1.059.101	352.470
2.05.01	Capital Social Realizado	1.625.424	915.424
2.05.02	Reservas de Capital	23.254	23.254
2.05.02.01	Ágio na Emissão de Ações	2.308	2.308
2.05.02.02	Remuneração de Bens e Direitos	20.946	20.946
2.05.03	Reservas de Reavaliação	89.294	90.984
2.05.03.01	Ativos Próprios	89.294	90.984
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0
2.05.04.06	Especial p/Dividendos não Distribuídos	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	(678.871)	(677.192)

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/01/2004 a 31/03/2004	01/01/2004 a 31/03/2004	01/01/2003 a 31/03/2003	01/01/2003 a 31/03/2003
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	690.704	690.704	599.368	599.368
3.01.01	Consumidores, Concessionários e Perm.	655.282	655.282	579.024	579.024
3.01.02	Baixa Renda	17.115	17.115	6.984	6.984
3.01.03	Suprimento	5.327	5.327	7.787	7.787
3.01.04	Disponibilidade da Rede Elétrica	6.149	6.149	0	0
3.01.05	Outras Receitas	6.831	6.831	5.573	5.573
3.02	Deduções da Receita Bruta	(226.020)	(226.020)	(203.541)	(203.541)
3.02.01	Impostos e Contribuições sobre Receita	(196.325)	(196.325)	(183.581)	(183.581)
3.02.02	Quota para Reserva Global de Reversão	(8.162)	(8.162)	(6.135)	(6.135)
3.02.03	Encargos de Capacidade Emergencial	(21.533)	(21.533)	(13.825)	(13.825)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	464.684	464.684	395.827	395.827
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(255.405)	(255.405)	(228.159)	(228.159)
3.05	Resultado Bruto	209.279	209.279	167.668	167.668
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(208.803)	(208.803)	(170.025)	(170.025)
3.06.01	Com Vendas	0	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(141.714)	(141.714)	(120.046)	(120.046)
3.06.02.01	Pessoal	(23.991)	(23.991)	(20.962)	(20.962)
3.06.02.02	Material	(212)	(212)	(212)	(212)
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(34.832)	(34.832)	(29.989)	(29.989)
3.06.02.04	Depreciação e Amortização	(26.296)	(26.296)	(26.828)	(26.828)
3.06.02.05	Conta Consumo de Combustíveis	(23.349)	(23.349)	(14.780)	(14.780)
3.06.02.06	Provisão para Liquidação Duvidosa	(7.500)	(7.500)	0	0
3.06.02.07	Provisão para Contingência	(16.377)	(16.377)	(19.511)	(19.511)
3.06.02.08	Arrendamento e Aluguéis	(731)	(731)	(559)	(559)
3.06.02.09	Seguros	(278)	(278)	(485)	(485)
3.06.02.10	Outras	(8.148)	(8.148)	(6.720)	(6.720)
3.06.03	Financeiras	(69.185)	(69.185)	(60.286)	(60.286)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	49.494	49.494	165.494	165.494
3.06.03.01.01	Renda de Aplicação Financeira	242	242	1.628	1.628
3.06.03.01.02	Juros com Empresas Ligadas	10.766	10.766	23.191	23.191
3.06.03.01.03	Variação Monetária com Empresas Ligadas	4.347	4.347	96.623	96.623
3.06.03.01.04	Outras Variações Monetárias	2.307	2.307	0	0
3.06.03.01.05	Multas e Acréscimos Moratórios	9.607	9.607	8.747	8.747
3.06.03.01.06	Operações com Derivativos	4.768	4.768	14.122	14.122
3.06.03.01.07	Outras Receitas Financeiras	17.457	17.457	21.183	21.183
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(118.679)	(118.679)	(225.780)	(225.780)
3.06.03.02.01	Encargo de Dívidas	(42.054)	(42.054)	(42.902)	(42.902)
3.06.03.02.02	Juros com Empresas Ligadas	(21.678)	(21.678)	(34.084)	(34.084)
3.06.03.02.03	Variação Monetária com Pessoas Ligadas	(9.765)	(9.765)	(38.543)	(38.543)
3.06.03.02.04	Outras Variações Monetárias	(14.061)	(14.061)	(12.523)	(12.523)
3.06.03.02.05	Operação com Derivativos	(9.043)	(9.043)	(86.310)	(86.310)
3.06.03.02.06	Multas Moratórias	(15.369)	(15.369)	(5.815)	(5.815)
3.06.03.02.07	Outras Despesas Financeiras	(6.709)	(6.709)	(5.603)	(5.603)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	2.096	2.096	10.307	10.307
3.07	Resultado Operacional	476	476	(2.357)	(2.357)
3.08	Resultado não Operacional	(2.491)	(2.491)	1.310	1.310
3.08.01	Receitas	590	590	4.974	4.974
3.08.02	Despesas	(3.081)	(3.081)	(3.664)	(3.664)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	(2.015)	(2.015)	(1.047)	(1.047)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(4.478)	(4.478)	0	0
3.11	IR Diferido	3.124	3.124	6.939	6.939
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	(3.369)	(3.369)	5.892	5.892
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	4.235.186.511	4.235.186.511	2.895.563.870	2.895.563.870
	LUCRO POR AÇÃO			0,00000	0,00000
	PREJUÍZO POR AÇÃO				

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS
EM 31 DE MARÇO DE 2004
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica.

A Companhia tem por objetivo explorar os sistemas de geração, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, participar de pesquisas vinculadas ao setor energético e participar de outras empresas do setor elétrico, no Brasil e no exterior.

Em 9 de dezembro de 1996, foi assinado junto ao Poder Concedente o Contrato de Concessão nº 005/96, com prazo de 30 anos, expirando-se em dezembro de 2026. Nesse contrato foram definidas as áreas de distribuição de energia a serem atendidas pela Companhia bem como as Usinas de aproveitamento de potencial hidráulico de geração de energia.

A Companhia concluiu em março de 2004 uma capitalização no valor de R\$710.000 conforme Assembléia Geral Extraordinária realizada no dia 08 de janeiro de 2004. (vide nota 25).

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As informações trimestrais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com as normas específicas, emanadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e instruções da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

As práticas contábeis adotadas na elaboração das informações trimestrais são consistentes com as práticas adotadas na elaboração das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2003.

3. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos com aplicações financeiras em 31 de março e 31 de dezembro se referem a fundos de renda fixa e estão vinculados às seguintes instituições:

<u>Instituição</u>	<u>31/03/2004</u>	<u>31/12/2003</u>
Bank Boston - Banco Múltiplo S.A.	247	241
Banco Bradesco S.A.	6.112	4.096
Banco ABN AMRO Real S.A.	1.100	-
Outras	469	561
	<u>7.928</u>	<u>4.898</u>

4. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIOS E PERMISSIONÁRIOS

Circulante	Saldo			Total	
	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/03/2001	31/12/2003
Classe de consumidores:					
Residencial	16.152	48.566	151.211	215.929	236.202
Industrial	25.870	2.981	25.508	52.362	50.024
Comercial	24.026	14.748	34.717	73.491	67.895
Rural	1.917	1.606	17.807	16.325	14.584
Edifício público	9.662	9.693	37.828	57.183	51.971
Iluminação pública	5.123	6.791	18.043	29.957	29.089
Serviço público	4.587	3.332	4.114	12.033	10.275
Subtotal	117.337	87.920	277.225	482.280	460.049
Renda não faturada				81.802	81.264
Parcelamento				41.480	36.829
Recomposição tarifária extraordinária - RTE (a)				61.565	17.411
Participação financeira				19.707	21.849
Multa				40.689	39.771
Juros				50.464	48.445
Suprimento				25.755	26.045
Energia livre (b)				26.412	18.884
Encargo de uso de rede				6.863	3.764
Mercado Alocadora de Energia - MAE (c)				5.790	5.591
Total do curto prazo				812.806	759.502
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(244.150)	(253.038)
Total líquido				598.656	506.464
Realizável a Longo Prazo:					
Recomposição tarifária extraordinária - RTE (a)				113.029	188.813
Energia livre (b)				68.757	64.801
Total do realizável a longo prazo				211.786	253.614

a) Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE

Em dezembro de 2001, o governo e as empresas de energia elétrica firmaram o Acordo Geral do Setor Elétrico com as concessionárias distribuidoras e as geradoras de energia elétrica sobre o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e a recomposição de receitas, relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (vide nota 9).

Com base nas disposições contidas na Medida Provisória nº 14 (posteriormente convertida na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002), na Resolução nº 91 da GCE, de 21 de dezembro de 2001, e na Resolução nº 31 da ANEEL, de 24 de janeiro de 2002, todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica efetuaram um levantamento do montante da receita decorrente de redução de consumo de energia elétrica no período do racionamento (recomposição tarifária extraordinária) que foi reconhecida com o objetivo de retomada do equilíbrio econômico - financeiro dos contratos de concessão.

A referida recomposição tarifária extraordinária passou a ser aplicada às tarifas vigentes em 31 de dezembro de 2001, assim reconhecidas pela ANEEL, da seguinte forma:

- 2,9% para os clientes residenciais (exceto baixa renda), rurais e iluminação pública;
- 7,9% para os demais clientes.

A parcela da recomposição tarifária extraordinária registrada no contas a receber, teve os seguintes efeitos reconhecidos nos resultados dos períodos correspondentes:

	31/03/2004	31/12/2003
<u>Perdas com racionamento:</u>		
1º de junho a 31 de dezembro de 2001 apuradas pela Concessionária	203.640	203.640
Ajuste ao valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	(21.407)	(21.407)
Saldo de 2001 homologado pela ANEEL	182.233	182.233
1º de janeiro a 28 de fevereiro de 2002 apuradas pela Concessionária	60.308	60.308
Ajuste ao valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	2.974	2.974
Saldo de 2002 homologado pela ANEEL	63.282	63.282
(-) Recuperação	(145.955)	(128.533)
Atualização monetária - SELIC	97.358	89.142
Ajuste ao valor contabilizado, conforme homologação ANEEL	7.676	-
Saldo de recomposição tarifária extraordinária em 31 de dezembro de 2003 e 31 de março de 2004	204.594	206.124
Circulante	61.505	17.311
Longo prazo	143.029	188.813

O saldo apurado de ativo regulatório sofre atualização monetária pela taxa SELIC (acrescida de 1% a.a., até o montante de financiamento liberado pelo BNDES).

Para ter direito a essa compensação, a Companhia renunciou a qualquer pleito judicial ou extrajudicial relativo a fatos e normas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e à recomposição tarifária extraordinária, bem como aderiu aos acordos firmados entre os agentes do setor elétrico, conforme previsto pela legislação vigente.

Através da Resolução Normativa nº 001 de 12 de janeiro de 2004, a ANEEL estabeleceu para a Companhia o prazo máximo de 112 meses de vigência da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a partir de janeiro de 2002. As projeções feitas pela Administração da Companhia estimam a recuperação destes ativos dentro do prazo estabelecido pela ANEEL, razão pela qual não foram constituídas provisões para perdas.

b) Energia Livre

	31/03/2004	31/12/2003
<u>Energia Livre:</u>		
Estimada pela Concessionária em 2001	78.698	78.698
Ajuste ao valor contabilizado conforme homologação da ANEEL	5.818	5.818
Saldo homologado pela ANEEL	84.546	84.546
Atualização Monetária - SELIC	13.794	10.354
Ajuste referente a PIS e COFINS	2.301	2.301
Ajuste ao valor contabilizado conforme homologação da ANEEL	12.284	-
(-) Recuperação	(17.756)	(15.516)
Saldo de Energia Livre em 31 de março de 2004 e 31 de dezembro de 2003	95.169	83.685
Circulante	26.412	18.884
Longo Prazo	68.757	64.801

O montante relacionado a energia livre (energia elétrica gerada e não-vinculada a contratos iniciais ou equivalentes) apurado de junho de 2001 a fevereiro de 2002, será recuperado e repassado como ressarcimento aos geradores.

c) Mercado Atacadista de Energia - MAE

Período	31/03/2004	31/12/2003
Setembro de 2000 a dezembro 2002	5.697	5.697
Janeiro 2003 a dezembro 2003	4.173	3.173
Janeiro 2004 a março 2004	1.009	-
(-) Encargo de serviço de sistema	(5.089)	(3.279)
Total classificado no ativo circulante	5.790	5.591

Do saldo total a receber em 31 de março de 2004, R\$3.828 (R\$3.834 em 31 de dezembro de 2003) estão relacionados aos agentes que ingressaram com medidas judiciais para discussão dos valores firmados pelo MAE entre setembro de 2001 e setembro de 2002.

5. ENCARGO EMERGENCIAL

	31/03/2004	31/12/2003
Contas a receber		
Encargo de capacidade emergencial - valores faturados	16,994	14.067
Contas a pagar		
Encargo de capacidade emergencial - valores faturados	16.407	14.067
Encargo de capacidade emergencial - valores arrecadados	1.318	716
	<u>17.725</u>	<u>14.783</u>

Com a Resolução nº 71 da ANEEL, de 07 de julho de 2002, foi instituído o “encargo de capacidade emergencial” para cobrança a partir de março de 2002. Tal encargo deve ser repassado para a CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, para cobrir os custos com a contratação de capacidade de geração ou de potência de usinas emergenciais.

A partir de março de 2002, o valor faturado aos consumidores foi de R\$0,49 centavos por KWh para todas as classes, exceto a classe Residencial Baixa Renda. Com a Resolução ANEEL nº 351 de 27 de junho de 2002, o valor passou para R\$0,57 por KWh.

6. CONSUMIDORES DE BAIXA RENDA

	31/03/2004	31/12/2003
Consumidores de baixa renda	77,454	65,254
Recebimentos	(65,939)	(51,702)
Total	<u>11.515</u>	<u>13.552</u>

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as diretrizes para enquadramento na subclasse Residencial Baixa Renda, da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 KWh, tendo o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, ampliado a regulamentação de enquadramento, para unidades consumidoras com consumo mensal até 220 KWh.

Este subsídio está sendo custeado com recursos financeiros oriundos do adicional de dividendos devidos à União pela ELETROBRÁS, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras, sob controle federal e na insuficiência dos referidos dividendos da ELETROBRÁS, com recursos da RGR - Reserva Global de Reversão.

7. RENDAS A RECEBER

	31/03/2004	31/12/2003
Consumidores - serviços prestados	44,214	43,890
Serviços em curso	6.608	6.091
Gastos a reembolsar – consumidores	2.969	6.725
Outros	670	670
Provisão para devedores duvidosos	(24.655)	(24.655)
	<u>29.806</u>	<u>32.721</u>

A rubrica Consumidores - serviços prestados destina-se aos registros de:

- Créditos perante terceiros na execução de serviços solicitados;
- Créditos provenientes da alienação de bens e direitos de propriedade do concessionário;
- Outros créditos recebidos em caráter excepcional, como promessas de pagamento, parcelados ou não, incluindo novação de dívidas a receber.

8. DEVEDORES DIVERSOS

	<u>31/03/2004</u>	<u>31/12/2003</u>
Imposto de renda e contribuição social a compensar	21.828	56.466
ICMS a compensar	15.780	16.025
Adiantamentos a empregados	3.565	5.227
Danos causados a terceiros	3.234	3.234
Outros devedores	3.595	3.115
Outros tributos a compensar	4.689	2.548
Circulante	<u>52.691</u>	<u>86.615</u>
ICMS a compensar	19.943	15.662
Realizável a longo prazo	<u>19.943</u>	<u>15.662</u>

O saldo inclui valores relativos ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, calculado sobre aquisições de ativo imobilizado, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos.

O montante de imposto de renda e contribuição social a compensar refere-se a antecipações mensais efetuadas ao longo dos exercícios de 2002 e de 2003.

9. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

	<u>31/03/2004</u>	<u>31/12/2003</u>
Ativo circulante:		
Bônus concedidos	18.567	18.568
	<u>18.567</u>	<u>18.568</u>
Ativo realizável a longo prazo:		
Custos a recuperar	3.501	4.109
	<u>3.501</u>	<u>4.109</u>
Passivo circulante:		
Ressarcimento recebido	24.975	24.975
Sobretaxas arrecadadas	22.191	22.192
	<u>47.166</u>	<u>47.167</u>

Devido ao nível reduzido das principais bacias hidrográficas brasileiras observado no primeiro semestre de 2001, o Governo Federal instituiu, entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002, um programa de racionamento de energia.

As principais medidas adotadas podem ser resumidas da seguinte forma:

- Cobrança de sobretaxas nas tarifas aos consumidores que não cumpriram a meta de redução de consumo, definida inicialmente em uma redução de até 20%.
- Distribuição de bônus para consumidores de determinadas faixas de consumo, que apresentaram redução superior à meta estabelecida.
- Suspensão da comercialização das sobras de energia das distribuidoras e geradoras no MAE.

De acordo com o definido pela ANEEL, os valores de sobretaxas faturadas e os bônus concedidos em decorrência do programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica deverão ser controlados separadamente, sem afetar os resultados da Companhia.

Foi recebido, até 31 de outubro de 2002, o ressarcimento do valor líquido de bônus concedidos e sobretaxas arrecadadas, no montante de R\$24.975, já auditado pela ANEEL. Tendo em vista não haver ainda a previsão para a contabilização da liquidação das contas relacionadas, a Companhia registrou o montante recebido no passivo circulante. Estando ainda para futura análise da ANEEL os valores de bônus concedidos R\$18.567 e sobretaxas arrecadadas R\$22.191.

10. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO – CDE

	31/03/2004	31/12/2003
Ativo Circulante		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	38.568	35.747
Passivo Circulante		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	3.882	2.762

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a CDE visa promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos Sistemas Elétricos Interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

A ANEEL, de acordo com o Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002, fixou os valores a partir do exercício de 2003, necessários ao funcionamento da CDE, para recolhimento das quotas por parte dos agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final e que pertencem aos Sistemas Elétricos Interligados, bem como estabeleceu os procedimentos operacionais, inclusive multas e outras penalidades decorrentes de inadimplência.

Conforme Resolução ANEEL nº 184, de 9 de abril de 2003, estes valores a receber são atualizados monetariamente pela taxa SELIC e repassados às tarifas de fornecimento de Energia Elétrica, através da Conta de Compensação de Variação de Valores – CVA_{CDE}.

11. DESPESAS ANTECIPADAS - PARCELA A/CVA

	31/03/2004	31/12/2003
Ativo Circulante		
CVA - Uso da rede básica	3.001	-
CVA - Cota consumo de combustível	6.872	-
Parcela A - Variação cambial Itaipu	13.602	-
Parcela A - Uso da rede de transmissão	8.177	-
Parcela A - Transporte	1.039	-
Parcela A - Recursos Hídricos	13	-
Parcela A - Econômica	7.119	-
Total	39.823	-
Ativo Realizável a longo prazo		
Encargos do Serviço do Sistema	48.298	46.826
Parcela A - Extraordinária	36.615	36.615
Parcela A - Atualização Selic	22.019	19.741
Parcela A - Variação cambial Itaipu	-	12.976
Parcela A - Uso da rede de transmissão	-	8.177
Parcela A - Cota consumo de combustível	-	1.537
Parcela A - Transporte	-	826
Total	106.932	126.698
Passivo Circulante		
Conta de compensação da parcela A	13.193	-
Total	13.193	-

Parcela A

Baseada na Portaria Interministerial nº 296 de 25 de outubro de 2001 e na Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, a Companhia registrou como despesas antecipadas os incrementos de custos incorridos em 2001 e 2002 que estão relacionados aos custos sobre os quais não tem gerenciamento (Parcela A).

Amparada na Portaria Interministerial nº 25 de 24 de janeiro de 2002, a Companhia deu início a contabilização do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Encargo de Serviço do Sistema – ESS, cujo montante de R\$48.298 (R\$46.826 em 31 de dezembro de 2003) refere-se ao encargo cobrado pela utilização do sistema elétrico, atualizado pela SELIC, e será compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica nos 12 meses subsequentes à data de reajuste tarifário anual.

O montante de R\$36.615 refere-se ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, atualizado pela variação da SELIC (o montante acumulado da atualização monetária em 31 de março de 2004 é de R\$22.019 classificados na rubrica Parcela A – atualização Selic), conforme Resolução ANEEL nº 482 de 29 de agosto de 2002 e será recuperado em conjunto com o ativo regulatório, através da recomposição tarifária extraordinária (vide nota 4).

Em março de 2004 a Companhia transferiu para o Ativo Circulante o saldo de CVA, baseada na Portaria Interministerial nº 116 de 04 de abril de 2003, que determina a recuperação do mesmo no próximo reajuste tarifário.

12. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia reconheceu o correspondente imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, diferidos em decorrência das diferenças intertemporais, reserva de reavaliação do seu ativo imobilizado, bem como sobre os prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social sobre o lucro, cuja composição e origem estão demonstrados a seguir:

	31/03/2004			31/12/2003		
	Ativo		Passivo	Ativo		Passivo
	Realizável a longo prazo	Circulante		Realizável a longo prazo	Circulante	
Prejuízo fiscal	59.131	-	-	60.522	-	-
Base negativa do contrib. soc. s/ lucro líquido	22.230	-	-	22.765	-	-
Lucro inflacionário	-	984	1.285	-	984	1.530
Provisão para contingências	204.764	-	-	197.831	-	-
Provisão para devedores duvidosos	83.706	-	-	86.727	-	-
Provisão para ajuste em estoque	111	-	-	89	-	-
Passivo atuarial Deliberação CVM nº 371	57.280	-	-	57.280	-	-
Reavaliação do ativo imobilizado	-	-	45.986	-	-	46.857
Total controladora	427.222	984	47.271	425.214	984	48.387

De acordo com a Instrução CVM nº 371 de 27/06/2002, a Companhia procedeu estudo que indica a realização dos valores de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro diferidos ativos, no prazo máximo de 10 anos, como segue:

Ano de realização	Montante a realizar
2005	106.934
2006	80.951
2007	60.137
2008 a 2010	74.170
2011 a 2012	105.030
Total	427.222

13. INVESTIMENTOS

	31/03/2004	31/12/2003
Participações societárias	336.217	338.453
Outros investimentos	911	911
Total	337.128	339.364

A CERJ possui investimento na controlada integral CERJ Overseas Inc. Em 31 de março de 2004 o saldo do investimento na controlada é nulo, face a investida apresentar patrimônio líquido negativo, e está provisionado no balanço patrimonial na conta de Outras Obrigações no exigível a longo prazo (vide nota 21).

A CERJ possui 36,43% das ações do capital da Investluz S.A., controladora da Companhia Energética do Ceará (COELCE), com 56,59% de participação.

A seguir apresentamos as informações sobre a controlada integral e controlada em conjunto, em 31 de março de 2004:

	<u>CERJ Overseas Inc.</u>	<u>Investluz S.A.</u>
Quantidade de ações do capital social	100	100.461.895.427
Capital social	10	954.619
Participação no capital	100%	56,43%
Patrimônio líquido	(146.553)	922.913
Lucro (Prejuízo) do período	4.368	(6.138)
Resultado de equivalência patrimonial e reversão de provisão para perda	4.368	(2.272)
Investimento (provisão para passivo a descoberto)	(146.553)	336.217

14. IMOBILIZADO

	Taxas anuais médias		
	de depreciação (%)	31/03/2004	31/12/2003
Imobilizado em serviço			
Geração	4,30		
Custo histórico		35.632	35.085
Reavaliação		56.613	56.613
Distribuição e Comercialização	4,69		
Custo histórico		1.934.805	1.919.691
Reavaliação		184.368	184.378
Administração	8,45		
Custo histórico		67.175	67.157
Reavaliação		5.783	5.783
Total		<u>2.284.376</u>	<u>2.268.707</u>
Depreciação acumulada			
Geração			
Custo histórico		(24.984)	(24.904)
Reavaliação		(43.972)	(43.856)
Distribuição e Comercialização			
Custo histórico		(624.863)	(602.849)
Reavaliação		(66.240)	(63.871)
Administração			
Custo histórico		(36.305)	(35.160)
Reavaliação		(1.298)	(1.238)
Total		<u>(798.162)</u>	<u>(771.878)</u>
Total do imobilizado em serviço		<u>1.486.214</u>	<u>1.496.829</u>
Imobilizado em curso (a)			
Geração		68	548
Distribuição e Comercialização		168.095	109.483
Administração		4.347	3.859
Total do imobilizado em curso		<u>172.510</u>	<u>113.892</u>
Obrigações vinculadas à concessão (b)			
Contribuições de consumidores		(171.867)	(174.932)
Doações e subvenções		(16.613)	(16.613)
Participação da União		(434)	(434)
Participação dos Estados		(13.391)	(13.391)
Total das Obrigações vinculadas à concessão		<u>(205.305)</u>	<u>(205.370)</u>
Total do imobilizado		<u>1.453.419</u>	<u>1.405.351</u>

- (a) O ativo imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

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 produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, cujo valor residual em 31 de março de 2004 monta a R\$1.606.885 são vinculados a esses serviços, não podendo os mesmos serem retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do Órgão do Poder Concedente, a ANEEL. 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, ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

De acordo com a Instrução Geral nº 52 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o ativo imobilizado os seguintes valores referentes aos juros de empréstimos de terceiros vinculados ao ativo imobilizado em curso:

	31/03/2004	31/03/2003
Encargos financeiros contabilizados no resultado	42.054	44.492
+ - Transferência para o imobilizado em curso	-	(1.590)
Líquido	42.054	42.902

- (b) Obrigações vinculadas à concessão

As contribuições de consumidores referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

A participação da União refere-se a verbas federais recebidas para execução de empreendimentos vinculados ao serviço público de energia elétrica.

As doações e subvenções referem-se a obras construídas por terceiros e doadas para a Companhia e suas controladas, com vistas à expansão do serviço público de energia elétrica.

- (c) Reavaliação

Consubstanciada na lei 6.404 de dezembro de 1976 e na Deliberação CVM 183 de 19 de junho de 1995, a Companhia contratou os serviços de peritos independentes, para efetuar um inventário físico e reavaliação dos seus bens, contabilizados no ativo imobilizado.

Como resultado desse trabalho, a Companhia contabilizou em suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2000, um acréscimo líquido em seu ativo imobilizado de R\$23.333, tendo como contra partida a conta de Reserva de Reavaliação no Patrimônio Líquido.

Como tratamento fiscal da reavaliação efetivada e consoante a Deliberação CVM 183/95, itens, 34 e 35, foi constituída provisão às alíquotas de 25% e 9% para imposto de renda e contribuição social diferidos, respectivamente. A próxima reavaliação será efetuada em 2004.

15. FORNECEDORES

	31/03/2004	31/12/2003
Circulante		
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais Elétricas	85.449	101.860
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais Elétricas - (principalmente energia livre a ser ressarcida)	99.526	86.208
Suprimento energia elétrica - outros	49.503	34.000
Materiais	16.711	11.807
Serviços	25.914	20.399
Total	277.103	254.274
Ligável a longo prazo		
Serviços	93	84
Total	93	84

A parcela de suprimento de energia elétrica de longo prazo se refere à energia livre a ser ressarcida às geradoras (vide nota 4).

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Moeda estrangeira	Taxa média anual de encargos, "swap" e hedge	Brasil, R\$		Dólar, US\$			
		Circulante		Circulante		Longo Prazo	
		31/03/2004	31/12/2003	31/03/2004	31/12/2003	31/03/2004	31/12/2003
Banco ABN AMRO Brasil S.A.	CDI + 50% + 10%	24	7.264	79.386	78.975	-	-
Banco Itaú S.A.	CDI + 50%	6.635	7.240	45.555	51.049	-	-
Danco S.A.	CDI + 5,50%	49	42	19.369	5.821	-	-
Caixa Geral de Depósitos S.A.	EURO LIBOR + 85%	25	31	19.385	15.032	-	-
Citibank S.A.	CDI + 5%	11	17	75.230	38.510	-	-
Danco Danubio S.A.	CDI + 5%	224	573	9.545	11.833	-	-
Total		2.690	5.207	135.130	100.519	-	-

Moeda nacional	Taxa média anual de encargos						
		Brasil, R\$		Dólar, US\$		Longo Prazo	
		31/03/2004	31/12/2003	31/03/2004	31/12/2003	31/03/2004	31/12/2003
BND	CDI + 10%	48	68	11.583	16.004	-	-
BND DES (Ativo - Dep. Interim)	SELIC + 15%	14.045	15.151	77.340	75.062	155.455	183.301
Danco do Estado de Rio Grande do Sul S.A.	CDI + 8,75%	119	7	2.360	2.060	-	-
Hatco ABC	CDI + 3,25%	24	-	19.000	-	-	-
Eletroneg	CDI	19	57	9.369	5.160	56.157	15.264
Banco Itaú S.A.	CDI + 40%	50	-	3.360	-	-	-
Grubim S.A.	CDI + 4%	1.361	-	39.251	-	-	-
União dos Bancos Brasileiros S.A.	CDI + 3,25%	230	81	19.000	10.000	-	-
Banco Sillva Crespo & Companhia Brasil S.A.	CDI + 5%	1.169	1.100	65.360	65.060	-	-
Total		17.586	6.463	95.283	22.211	201.601	195.255
		21.475	61.669	230.413	122.730	201.601	195.255

Todos os empréstimos em moeda nacional estão garantidos por notas promissórias da Companhia. Com as instituições Citibank, BNDES e Eletrobrás além de notas promissórias há como garantias recebíveis de clientes.

O empréstimo com o ABN Amro Bank refere-se a assunção de financiamento de importação de terceiros pela Companhia, com o objetivo de obtenção de capital de giro.

Ainda, visando a obtenção de capital de giro, a Companhia possui empréstimos com os bancos Unibanco, Itaú e Citibank.

Com exceção da Caixa Geral de Depósitos, todos os empréstimos em moeda estrangeira apresentam "swap" para CDI, em 100% do montante devido.

Como parte do empréstimo vinculado ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, a Companhia recebeu do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, o total de R\$253.918, sendo R\$51.688 em 07 de maio de 2002, R\$145.629 em 11 de outubro de 2002 e R\$56.601 em 13 de novembro de 2002.

Deste montante recebido, já foi amortizado até 31 de março de 2004 R\$116.071 (R\$51.149 do principal e R\$64.922 de juros) e registrados R\$78.967 relativos a atualização pela taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia, perfazendo um saldo de R\$216.814.

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo tem sua curva de amortização distribuída como segue:

	31/3/2004
2005	27.860
2006	37.146
2007	36.561
2008	27.628
Após 2008	72.005
	201.991

Variação de moedas/indexadores nos trimestres findos em 31 de março de 2004 e 31 de dezembro de 2003:

Moeda/ Indexador	31/03/2004 Variação %	31/12/2003 Variação %
SELIC	3,78	4,41
CDI	3,76	4,40
URTELJP	0,94	1,19
TR	0,33	0,09
US\$	0,67	(1,17)
EURO	(1,86)	6,95
LIBOR	0,30	0,31

A composição dos empréstimos e financiamentos da Companhia por moeda/indexador, em 31 de março de 2004 e 31 de dezembro de 2003, é como segue:

31 de março de 2004



31 de dezembro de 2003



A Companhia mantém contratos de “swap” para os empréstimos em moeda estrangeira, conforme detalhados na nota 32.

17. OPERAÇÕES COM DERIVATIVOS

	31/03/2004	31/12/2003
Contas a Pagar		
Operações "Swap"	32.652	94.074

A Companhia mantém contratos de “swap” com o objetivo de proteção (“hedge”) ao risco cambial dos passivos denominados em dólares norte-americanos (vide nota 32). O saldo desses contratos na data do balanço estão registrados no balanço patrimonial em contrapartida do resultado do período.

18. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	31/03/2004	31/12/2003
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	92.824	77.053
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	10.864	6.137
Instituto nacional de seguro social - INSS	1.716	2.770
Outros	2.950	615
	108.354	86.575

19. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos com partes relacionadas em 31 de março de 2004 e 31 de dezembro de 2003 são apresentados a seguir:

	31/03/2004				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Recursos (Disposições)
CERJ OVERSEAS Inc.					
Empréstimos e financiamentos	-	669.244	-	579.387	(16.331)
Diversos				4.641	(2.473)
ENDESA INTERNACIONAL S.A.					
Empréstimos de Dívidas	-	-	6.078	-	(310)
ENERTRADL Comercializadora de Energia S.A.					
Compra de energia	-	-	17.026	-	(6.954)
CHEN - Companhia de Interconexão Energética					
Compra de energia	-	-	69.446	-	(60.976)
Enersis					
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	18.473	-
Empréstimos de Dívidas	-	-	-	2.468	(2.506)
Luz de Rio Ltda.					
Empréstimos de dívidas	-	-	21.648	-	(1.102)
Diversos	-	601	-	-	-
Investlux S.A.					
Mótuos	-	-	81.844	-	(3.402)
Outras	500	1.104	7.749	-	(4.715)
Total	500	670.949	198.781	604.969	(98.769)

	31/12/2003				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Reserva (Despesa)
CERJ OVERSEAS Inc. Empréstimos e financiamentos Diversos	-	654.131	-	1.276.411 -4.609	85.568 1.028
COELNE - Companhia Energética do Ceará Mútuo e serviços prestados	-	-	-	-	(1.620)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de Dívidas	-	-	-	5.369	(1.009)
ENERTRAF - Comercializadora de Energia S.A. Compra de energia	-	-	7.860	-	(33.232)
CIEN - Companhia de Interconexão Elétrica Compra de energia	-	32.158	93.568	-	(189.800)
Luz de Rio Ltda. Encargos de dívidas Diversos	-	-	-	70.546	(4.597) -
Investluz S.A. Mútuo	-	-	78.441	-	(6.604)
Outras	1.250	1.005	11.241	-	(9.845)
Total	1.250	687.801	181.110	1.307.335	(159.406)

As transações com partes relacionadas foram contratadas em condições usuais de mercado, na avaliação da Administração da Companhia, conforme abaixo discriminadas:

a) CERJ Overseas Inc.

Transações ativas

Empréstimos concedidos a CERJ Overseas Inc. em 1998, suportados por contratos de mútuo no montante de US\$206.887 mil a taxa de juros de 6% a.a. mais Libor, com vencimento em 30 de dezembro de 2006.

Transações passivas

Referente a repasse de financiamentos externos obtidos pela controlada, que estão suportados em contrato de mútuo no valor de US\$163.296 mil com juros de 11,2% a.a. e com vencimento final em 6 de outubro de 2008.

b) Luz de Rio Ltda. e Endesa Internacional S.A.

O montante se refere a novação da dívida da CERJ com a Luz de Rio Ltda. e Endesa Internacional S.A., originada após a conversão de debêntures em ações ocorrida em 16 de julho de 2002, com vencimento para julho de 2004.

c) Investluz S.A.

A Sociedade firmou dois contratos de empréstimo para a Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ, em 27 de junho de 2003 e em 05 de setembro de 2003, nos montantes de R\$ 55.000 e R\$ 16.837, com vencimentos em junho de 2004 e maio de 2004, respectivamente. Ambos contratos têm taxa de juros equivalente a 115% do CDI.

O valor total do empréstimo em 31 de março de 2004 é de R\$81.844, sendo R\$ 71.837 referente a principal e R\$ 10.007 referente a juros.

Ambos contratos foram autorizado pela ANEEL através do ofício n.º 937/2003.

d) Enersis

Em fevereiro de 2004, o empréstimo passivo de US\$ 350 milhões da CERJ com a CERJ Overseas foi cindido, formando um novo contrato de empréstimo com a Enersis de US\$ 250 milhões. Parte deste empréstimo no montante de US\$ 243.649 mil equivalente a R\$ 709.999 - foi convertido em ações, integralizando o capital social da CERJ. Em 31 de março de 2004, o principal deste contrato corresponde a US\$ 6.351 mil, com vencimento em outubro de 2008.

e) Enertrade

Refere-se ao contrato de compra de energia com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2022 com preço médio homologado pela ANEEL e reajuste anual com base em 100% da variação do IGPM.

f) Companhia de Interconexão Energética – CIEN

Contratos de compra de energia homologados pela ANEEL com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2018 e 30 de dezembro de 2022, respectivamente. Sendo o primeiro contrato reajustado anualmente com base em 100% da variação do IGPM e o segundo com reajuste anual com base em 25% da variação do IGPM e 75% da variação do dólar.

g) O saldo de “Outras” demonstrado nos quadros acima está representado principalmente pelas seguintes empresas:

- Cam Brasil Multiserviços Ltda., Synapsis Brasil S.A., Enersis S.A., oriundos principalmente da prestação de serviços especializados, tais como: gerenciamento de software, administração e finanças, prestação de serviços de informática, relacionados diretamente às operações da Companhia.
- Endesa Espanha S.A., por gastos incorridos pelas atividades de auditoria interna corporativa na CERJ.

20. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/03/2004	31/12/2003
Provisão de férias	8.996	8.617
Imposto de renda e contribuição social a pagar	8.471	3.993
	<u>17.467</u>	<u>12.610</u>

21. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	31/03/04	31/12/03
Circulante		
Consumidores	5.363	6.130
Taxa de iluminação pública	6.315	1.212
Eletrobras - juros do empréstimo compulsório	4.585	4.814
Encargos do consumidor	9.536	1.088
Projetos de extensão de redes	3.332	4.217
Adiantamento de cliente	5.827	-
Diversos	1.312	916
	<u>39.530</u>	<u>21.437</u>
Exigível a longo prazo		
CERJ Overseas - passivo a descoberto	116.553	150.922
FGTS/ conta empresa	-	1.060
Salário educação	7.553	6.899
Imposto de renda	2.960	2.960
Diversos	386	386
	<u>137.452</u>	<u>162.227</u>

22. PARCELAMENTO REFIS

Em 29 de agosto de 2003, a Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal/Parcelamento Especial – PAES, também conhecido como REFIS II, instituído pela Lei N° 10.684/2003. Tal adesão teve como objetivo o parcelamento de débitos, em 120 (cento e vinte) meses, oriundos de notificações fiscais de lançamentos de débito do Instituto Nacional do Seguro Social - INSS emitidos contra a Companhia, no período de outubro/96 a julho/2000, cujos valores se referiam, preponderantemente, a responsabilidade solidária sobre contratações de serviços terceirizados, sobre os quais a avaliação dos consultores da Companhia, quanto ao risco de perda das impugnações efetuadas se mostrava provável.

Do montante total de R\$48.505, R\$4.771 estão classificados no passivo circulante e o valor restante, R\$43.734 no exigível a longo prazo.

23. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

	31/03/2004		31/12/2003
	Passivo		Passivo
	Circulante	Exigível a longo prazo	Exigível a longo prazo
Saldo negociado contribuições em atraso	39,081	64,199	109,377
Provisão conforme Deliberação CVM nº 371	-	168,520	168,520
Total	39,081	232,719	277,897

a) Fundo de pensão

A Companhia é patrocinadora da Fundação CERJ de Seguridade Social - BRASILETROS, pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários aos empregados da Companhia. A BRASILETROS adota o tipo de plano misto: “Plano de Benefício Definido” e “Contribuição Definida” para o cálculo e acumulação dos recursos necessários ao seu plano previdenciário. Cumpre citar que a BRASILETROS oferece, ainda, o benefício de assistência médica aos seus participantes.

O Plano de suplementação de aposentadoria e pensão é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, objetivando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para formar as reservas necessárias para honrar os compromissos atuais e futuros.

Os métodos atuariais adotados são o agregado, para o Plano de Complementação de Aposentadoria (PCA) e o de capitalização individual, para o Plano de Contribuição Definida (PACD).

Com base na lei 6.435 de 15 de julho de 1977, a patrocinadora e os participantes efetuam contribuições, conforme os seguintes critérios e percentuais, definidos no regulamento dos planos:

I) Plano de complementação de aposentadoria - (PCA)

Patrocinadora

Contribui com 5,03% da folha de salários, dos quais 1,32% são destinados à cobertura dos benefícios e 3,71% utilizados para cobertura das despesas administrativas.

Participantes ativos

A contribuição varia de 1,75% a 10%, dependendo da faixa salarial.

Participantes assistidos

Essa contribuição é definida anualmente com base no resultado do plano de custeio, que corresponde atualmente aos mesmos percentuais cumulativos vigentes para os participantes ativos.

II) Plano de aposentadoria de contribuição definida - (PACD)

Patrocinadora

Em percentuais da folha de salários dos participantes ativos, que com base na posição de 31/12/2003, correspondem em média a 4,20%.

Participantes Ativos

Em percentuais definidos no regulamento do plano limitado ao salário teto de contribuição do Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS sendo que, com base na população ativa de 31 de dezembro de 2003, o percentual médio apurado foi de 4,57%.

b) Obrigações com benefício pós-emprego

A Companhia optou por registrar os passivos atuariais conforme previsto na Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, diretamente no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001, líquido dos efeitos tributários correspondentes.

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo foram:

- Taxa de desconto nominal para obrigação atuarial 12,34% a.a.
- Índice estimado de aumento nominal dos salários 5,54% a.a.
- Índice estimado de aumento nominal dos benefícios 4,50% a.a.
- Taxa de rendimento nominal esperada sobre ativos do plano 12,34% a.a.
- Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para determinação das taxas nominais acima) 4,50% a.a.
- Tábua de mortalidade geral UP-84

c) Contribuições em atraso

Foi assinado em 18 de novembro de 1996 com a Fundação CERJ de Seguridade Social - BRASILETROS, o contrato de Consolidação de Dívida, relativo às contribuições mensais da mantenedora não repassadas no período de agosto de 1987 a setembro de 1996, que acrescidas dos respectivos encargos totaliza em 31 de março de 2004, R\$103.280 (R\$109.377 em 31 de dezembro de 2003).

Esta dívida está sujeita à atualização monetária com base na variação mensal do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor), acrescida de 1% ao mês. O saldo devedor em 31 de março de 2003 deverá ser pago em 31 parcelas mensais até 31 de outubro de 2006.

24. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Contingências	31/03/2004			31/12/2003		
	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios
	No encarefio (*)	Acumulada		No encarefio (*)	Acumulada	
Trabalhistas	(452)	185.361	10.303	62.821	185.813	7.054
Cíveis	15.181	140.943	61.280	11.164	125.762	58.885
Fiscais	8.049	379.810	60.051	162.382	371.761	60.051
Ancel	-	3.800	639	3.800	3.800	639
Total	22.778	709.914	132.273	240.167	687.136	126.629

A Administração da Companhia entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos assessores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

A Companhia possui processos de naturezas cível e trabalhista em andamento no montante de R\$214.211 (R\$191.399 em 31 de dezembro de 2003), cuja probabilidade de perda foi estimada como possível não estando, portanto, nenhuma provisão registrada nas Demonstrações Financeiras.

a) Contingências trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade, demissões sem justa causa, etc.

b) Contingências cíveis

A situação jurídica da Companhia engloba processos de natureza cível, nos quais a Companhia é ré, sendo grande parte associada a pleitos de danos morais e materiais.

c) Contingências fiscais

Os litígios fiscais de maior relevância são referentes a:

- Autos de Infração de ICMS, correspondentes a fiscalização ocorrida no período de jun/00 a jan/02, que foram contestados pela CERJ e estão em fase de julgamento pela Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro;
- Autos de Infração do INSS, emitidos basicamente por exigência de encargos previdenciários por responsabilidade solidária, sobre contratação de mão-de-obra, cujos autos foram impugnados e estão em julgamento pelo INSS.
- PIS - Foram efetuados depósitos judiciais dos montantes apurados no período de ago/96 a dez/2002, cujos valores estão contingenciados em nosso resultado. Outras contingências oriundas de interpretações das legislações fiscais e tributárias, estão igualmente contingenciadas.
- COFINS - Estão registradas em contingências fiscais os valores não recolhidos por divergências de interpretações nas legislações tributárias e fiscais.

A Companhia possui medida judicial contra a incidência da COFINS sobre as operações de energia elétrica, tendo como argumento a imunidade tributária definida no § 3º do art. 155 da Constituição Federal/88. Com o advento da Emenda Constitucional 33/01 de 11/12/01 que modificou o texto do dispositivo constitucional citado, a Companhia passou a recolher os valores dessa contribuição, de acordo com o que dispõe a Lei 9.718/98 e a partir de fevereiro de 2004, pela alíquota de 7,6%, segundo as normas da não cumulatividade, determinadas pela Lei 10.833/03.

O processo judicial ingressado pela União Federal contra a Companhia, pelo não pagamento da Cofins do período de julho de 1996 a dezembro de 2001, teve no final de dezembro de 2003, mais uma decisão favorável à Companhia pelo Órgão Especial do Tribunal Federal. Devido aos êxitos anteriores e à opinião dos assessores jurídicos da Companhia da causa ter êxito possível, a Administração da Companhia decidiu por não constituir provisão para contingências relacionadas a este processo judicial.

25. CAPITAL SOCIAL

Em 8 de janeiro de 2004, através de Assembléia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia aprovaram um novo aumento do capital social da CERJ no montante de R\$710.000.

Este incremento foi efetivado em 19 de março de 2004, quando se extinguiu o prazo para subscrição das 1.339.622.641.509 novas ações, pelo preço de emissão de R\$0,53 por lote de mil ações, todas integralizadas que se encontram assim distribuídas:

	Número de ações ordinárias	
	31/03/2004	31/12/2003
Ações ao portador aguardando substituição por nominativas	2.962.931.400	2.962.931.400
Ações nominativas	4.232.223.579.794	2.892.600.948.285
Total	4.235.186.511.194	2.895.563.869.685

Com esta operação o capital social da Companhia passou de R\$915.424 para R\$1.625.424:

Acionista	% de participação no capital
Enersis Internacional	31,63
Enersis S.A. Agência	27,37
Chileutra S.A. Agência	13,42
Luz de Rio Ltda.	8,81
Eleticidade de Portugal Intern SGPS	7,70
Indesa Internacional S.A.	7,11
Endesa Internacional Energia	2,18
Outros	1,78
Total	100,00

De acordo com o estabelecido pelo estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

26. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é como segue:

	Nº de consumidores (Não revisado)		MWh (Não revisado)		Valor	
	(Não revisado)		(Não revisado)			
	31/03/2004	31/03/2003	31/03/2004	31/03/2003	31/03/2004	31/03/2003
Fornecimento faturado-						
Residencial	1.750.455	1.578.900	810.289	846.659	319.908	299.455
Industrial	5.648	5.354	419.552	435.017	97.819	88.515
Comércio, serviços e outros	226.381	156.369	386.291	469.694	173.779	133.347
Rural	40.285	38.695	53.357	55.746	10.672	9.771
Poder público	8.816	8.251	81.898	82.769	20.499	17.818
Iluminação pública	269	223	74.944	67.531	16.761	13.220
Serviços públicos	913	858	57.036	68.695	15.321	12.644
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	538	4.254
	2.032.733	1.769.103	1.883.367	1.959.021	655.282	579.021
Suprimento	6	3	67.428	66.857	5.327	7.787
Disponibilidade da Rede Elétrica	-	-	-	-	6.149	-
Baixa renda	-	-	-	-	17.115	6.934
Outras receitas	-	-	-	-	6.331	5.575
RMS	-	-	-	-	(167.473)	(158.517)
Cota para reserva global de expansão	-	-	-	-	(8.162)	(6.135)
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	-	-	(21.532)	(13.825)
Costas	-	-	-	-	(21.378)	(19.034)
PLS	-	-	-	-	(7.152)	(6.035)
ISS	-	-	-	-	(172)	-
Total	2.032.741	1.769.106	1.950.795	2.025.878	464.634	395.827

27. DESPESAS OPERACIONAIS

	31/03/2004	31/03/2003
Despesas do pessoal:		
Remunerações	(14.117)	(11.227)
Encargos sociais	(4.766)	(4.439)
Benefícios	(10.931)	(9.138)
Transferência para Imobilizado em curso	5.823	3.842
Total	(23.991)	(20.962)
Outras despesas operacionais:		
Encargos de uso rede elétrica	(2.251)	(1.817)
Despesas gerais	(1.559)	(2.303)
Custo do serviço prestado a terceiros	(871)	-
Pesquisa e desenvolvimento eficiência energética	(979)	(966)
Taxa de fiscalização ANEEL	(763)	(634)
Doações, contribuições e subvenções	(891)	(315)
Tributos	(662)	(567)
Compensação financeira pela utilização recursos hídricos	(172)	(118)
Total	(8.148)	(6.720)

28. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

A composição da energia elétrica comprada para revenda é como segue:

	31/03/2004	31/03/2003
Centrais Elétricas Furnas	(93.120)	(103.881)
Companhia de Interconexão Energética - CIEE	(60.976)	(53.607)
Itaipu Binacional	(15.131)	-
Rede básica	(40.874)	(15.304)
Eneertrade Comercializadora de Energia S.A	(6.954)	(8.364)
CVA 2003 - Itaipu	(7.666)	(45.106)
Encargos de conexão	(3.172)	(2.658)
Outros	3.091	761
	<u>(255.405)</u>	<u>(228.159)</u>

29. RECEITAS (DESPESAS) NÃO OPERACIONAIS, LÍQUIDAS

	31/03/2004	31/03/2003
Receitas não operacionais:		
Sobra no inventário de estoques	214	4.207
Outras	386	767
	<u>590</u>	<u>4.974</u>
Despesas não operacionais:		
Perda no inventário de estoques	(212)	(2.948)
Outras	(2.869)	(716)
	<u>(3.081)</u>	<u>(3.664)</u>
Total	<u>(2.491)</u>	<u>1.310</u>

30. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pela alíquota fiscal, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada como segue:

	31/03/2004	31/03/2003
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(2.015)	(1.017)
Efeitos fiscais à alíquota nominal (34%)	685	356
Equivalência patrimonial	713	4.055
Provisão para Devedores Duvidosos	-	-
Diferenças permanentes	-	3.785
Despesas Indeducíveis	(2.529)	-
Reversão de IRCCS sobre reserva de reavaliação em razão de prejuízos	-	(1.127)
Depreciação Lei 8.200	(236)	-
Outros	13	(130)
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	<u>(1.354)</u>	<u>6.939</u>

31. SEGUROS

Risco	Vigência atual	Valor segurado	
		31/03/2004	31/12/03
Danos materiais	31.12.2003 a 31.12.2004	1.038.396	415.977
		<u>1.038.396</u>	<u>415.977</u>

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por um montante global de R\$1.038.396, tendo um prêmio total de R\$483.

O grupo Endesa após reavaliação e visando redução de custos decidiu não incluir a modalidade de lucros cessantes para o ano de 2004.

32. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A CVM, por meio da Instrução nº 235, de 23 de março de 1995, estabeleceu a divulgação, em nota explicativa às demonstrações financeiras, do valor de mercado dos instrumentos financeiros, reconhecidos ou não nas demonstrações financeiras.

O negócio da Companhia e de suas controladas compreende a distribuição de energia para os consumidores de suas áreas de concessão, portanto, os instrumentos financeiros significativos estão relacionados às seguintes transações:

- Os saldos de contas a receber e a pagar a longo prazo estão relacionados à recomposição tarifária extraordinária e, portanto, não estão sujeitos a ajuste a valor de mercado.
- Aplicações em fundos de curto prazo e/ou aplicações de renda fixa, se aproximam do valor de mercado.
- Os empréstimos da Companhia concentrados no curto prazo, para atendimento de seu capital de giro, aproximam-se do valor de mercado na data de balanço. Para os empréstimos de longo prazo, por se tratarem, em sua maioria, de fontes de financiamentos específicas, o valor de mercado não foi calculado de forma a obter o valor de negociação a taxas vigentes no mercado para contratos em condições e prazos similares. A Companhia adota a prática de celebrar contratos de “swap” junto a instituições financeiras, a fim de reduzir os riscos de taxa de câmbio e de taxa de juros, conforme comentado a seguir.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim enumerados:

a) Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir 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 correspondentes despesas financeiras.

Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia celebra contratos de “swap” junto a instituições financeiras (vide nota 16). Os ganhos ou perdas dessas operações estão registrados na demonstração do resultado.

Em 31 de março de 2004, a Companhia possui registrado no passivo circulante – Contas a Pagar de Operações com Derivativos o montante líquido de R\$32.652, referente a perdas não realizadas com contratos de “swap”, resultante dos efeitos das variações entre taxas de câmbio efetiva e contratada, conforme demonstrado abaixo:

<u>Tipo de derivativo</u>	<u>Valor do contrato em milhões de US\$</u>	<u>Prazo de vencimento</u>	<u>Descrição</u>	<u>Saldo a pagar</u>
SWAP	10,00	2º Trim2004	JUROS S/ CIA	(315)
SWAP	0,27	2º Trim2004	DÓLAR CIA	(140)
SWAP	0,27	2º Trim2004	DÓLAR CIA	(139)
SWAP	0,27	2º Trim2004	DÓLAR CDE	(140)
SWAP	0,27	3º Trim2004	DÓLAR CDE	(139)
SWAP	0,27	3º Trim2004	DÓLAR CDE	(139)
SWAP	0,27	3º Trim2004	DÓLAR CDE	(139)
SWAP	0,27	4º Trim2004	DÓLAR CIA	(139)
SWAP	0,27	4º Trim2004	DÓLAR CDE	(140)
SWAP	0,27	1º Trim2005	DÓLAR CDE	(139)
SWAP	0,27	1º Trim2005	DÓLAR CDE	(139)
SWAP	0,27	1º Trim2005	DÓLAR CDE	(140)
SWAP	19,99	3º Trim2004	DÓLAR CDE	(1.528)
SWAP	41,93	3º Trim2004	DÓLAR CDE	(18.859)
SWAP	4,74	2º Trim2004	DÓLAR CDE	(5987)
SWAP	7,94	2º Trim2004	JUROS S/ CIA	(4.524)
SWAP	3,50	2º Trim2004	JUROS S/ CIA	(1.709)
SWAP	3,44	2º Trim2004	DÓLAR CIA	(58)
				<u>(32.652)</u>

b) Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade da 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 mercado.

Outro risco que a Companhia enfrenta é a não-correlação entre os índices de atualização monetária de suas dívidas e das contas a receber. Os reajustes de tarifas de energia elétrica não necessariamente acompanham os aumentos nas taxas de juros locais que afetam as dívidas da Companhia.

c) Risco de crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para refletir possíveis riscos de realização das contas a receber (vide nota 4).

d) Valor de mercado

Nas considerações efetuadas pela Companhia, foram adotados valores de mercado de transações financeiras com condições similares em 31 de março de 2004.

O valor de mercado dos contratos de “swap” em 31 de março de 2004, os quais estão relacionados aos contratos de empréstimos em moeda estrangeira (vide nota 16), representam um passivo no montante de R\$30.091 (passivo de R\$84.073 em 31 de dezembro de 2003), que foi calculado através da expectativa de taxas futuras, diferindo assim, do valor contábil.

33. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

O Ministério de Minas e Energia apresentou no final de 2003 as bases para uma ampla reforma institucional no setor elétrico brasileiro. As principais alterações no ambiente constitucional foram definidas por meio da edição das medidas provisórias nº 144 e nº 145:

- Foram criadas três novas estruturas para assegurar o cumprimento dos objetivos do novo modelo: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que executará, dentre outros, os estudos para definição da Matriz Energética, o planejamento integrado dos recursos energéticos e da expansão do setor elétrico; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que fará a administração da contratação de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e atuará como interveniente nos contratos bilaterais firmados no pool e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que monitorará as condições de atendimento no horizonte de cinco anos e recomendará as ações preventivas para a restauração da segurança do suprimento. Estas novas entidades não representarão custos adicionais para o consumidor;
- Novo modelo institucional do setor elétrico tem os seguintes objetivos principais: promover a modicidade tarifária; garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; assegurar a estabilidade do marco regulatório; e promover a universalização do atendimento;
- Foram definidos dois ambientes de contratação de energia, um regulado, congregando todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia se farão sempre por licitação, pelo critério de menor tarifa, e outro livre, no qual se inscrevem os consumidores livres e os comercializadores, com capacidade de negociar seus contratos de suprimento;
- No novo modelo há a exigência da desverticalização da distribuição, impedindo que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos sejam indevidamente repassados às suas tarifas;
- Quanto a segurança de suprimento, o novo modelo do setor elétrico exige a contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;

- O novo modelo, limita o *self-dealing*, retirando as barreiras existentes na relação entre distribuidores e geradores que não pertençam ao mesmo grupo econômico e estabelece que será assegurado um contrato de compra de energia, pelo prazo mínimo de 15 anos, aos vencedores dos processos de licitação, para atender à expansão do mercado das distribuidoras;
- No novo modelo haverá um maior controle da inadimplência mediante a exigência de contratos de constituição de garantia e, também, ao exigir plena quitação das obrigações intra-setoriais como requisito essencial para os processos de reajuste e revisão tarifária.

Ressalta-se que quase a totalidade dos artigos da Medida Provisória n.º 144 remete à regulamentação, sendo assim, não permite uma análise mais profunda das modificações, que possibilite uma adequada avaliação dos impactos sobre a CERJ.

34. PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

A Resolução nº 493, de 3 de setembro de 2002, da Agência Nacional de Energia Elétrica estabeleceu a metodologia e os critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A CERJ encerrou o seu primeiro processo de revisão tarifária no dia 31 de dezembro de 2003, quando da aplicação do Índice de Reposicionamento Tarifário, conforme estabelece o Contrato de Concessão. Para efeito de cálculo do Índice, o valor dos ativos utilizados pela ANEEL foi provisório, devendo ser substituído, quando da aprovação do relatório de avaliação dos ativos, para a devida compensação no reajuste anual de 2004. O percentual de Quota de Reintegração adotado na revisão também foi provisório, devendo ser estabelecido o valor definitivo para compensação no reajuste de 2004, inclusive considerando o valor final da Base de Remuneração.

O índice preliminar de reposicionamento tarifário da Companhia foi de 15,52%, aplicado a partir de 31 de dezembro de 2003, conforme estabelece o Contrato de Concessão. O fator X foi de 1,29%, ainda provisório, já que a metodologia deverá ser submetida a audiência pública. A Companhia aplicou o reajuste de forma integral, portanto não havendo parcelamento do Índice de Reajuste Tarifário.

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO – CERJ

COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA EM 31 DE MARÇO DE 2004

(As informações relativas à área de concessão, número de consumidores e consumo de energia não foram objeto de revisão dos auditores independentes).

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

ÁREA DE CONCESSÃO



A CERJ é uma companhia distribuidora de energia elétrica, com atuação no Estado do Rio de Janeiro, que atende a uma população estimada de seis milhões de habitantes em 66 municípios. Sua área de concessão engloba 31.741Km², o que corresponde a 73,3% do território do Estado.

Além dos clientes, a CERJ supre a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo - CENF, distribuidora de energia responsável pelo atendimento ao município de Nova Friburgo, Região Serrana do Estado.

A área de concessão da CERJ é caracterizada por uma relativa diversidade geográfica, com regiões de baixada, serra e litoral. Para facilitar a gestão, foram criadas quatro regionais: Oceânica, Guanabara, Serrana e Norte. Assim, a Companhia se adapta de forma mais eficaz às características particulares de cada região, criando melhores condições para a satisfação das necessidades dos seus clientes e para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A Companhia possui oito usinas hidrelétricas próprias, as quais produzem 62,26 MW/ano assim distribuídas:

<u>Usinas em Operação</u>	<u>Potência instalada em MW/ano</u>
UHE Piabanha	9,00
UHE Fagundes	4,80
UHE Areal	18,00
UHE Chave do Vaz	0,68
UHE Euclidelândia	1,40
UHE Macabú	21,00
UHE Franca Amaral	4,50
UHE Tombos	<u>2,88</u>
TOTAL	<u>62,26</u>

NÚMERO DE CONSUMIDORES

A Companhia vem focando esforços na execução de um plano de ação de combate às perdas que permitiram melhorar a eficiência e aumentar a efetividade na detecção do furto, como consequência dessas ações o número de consumidores faturados vem aumentando e totalizou 2.032.744 em 31 de março de 2004 com um crescimento de 15% em relação ao total de 1.769.106 consumidores em 31 de março de 2003. Aproximadamente 263 mil novos consumidores foram incorporados ao sistema neste período.

A seguir apresentamos a evolução do número de consumidores por classe de consumo:

CLASSE	31 de março		Varição
	2004	2003	horizontal %
RESIDENCIAL	1.750.435	1.578.900	11
INDUSTRIAL	5.648	5.834	-3
COMÉRCIO, SERVIÇOS E OUTROS	226.381	136.362	66
PODER PÚBLICO	8.816	38.695	-77
RURAL	40.285	8.251	388
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	260	223	17
SERVIÇOS PÚBLICOS	913	838	9
OUTROS	6	3	100
TOTAL	2.032.744	1.769.106	15

EVOLUÇÃO DO CONSUMO

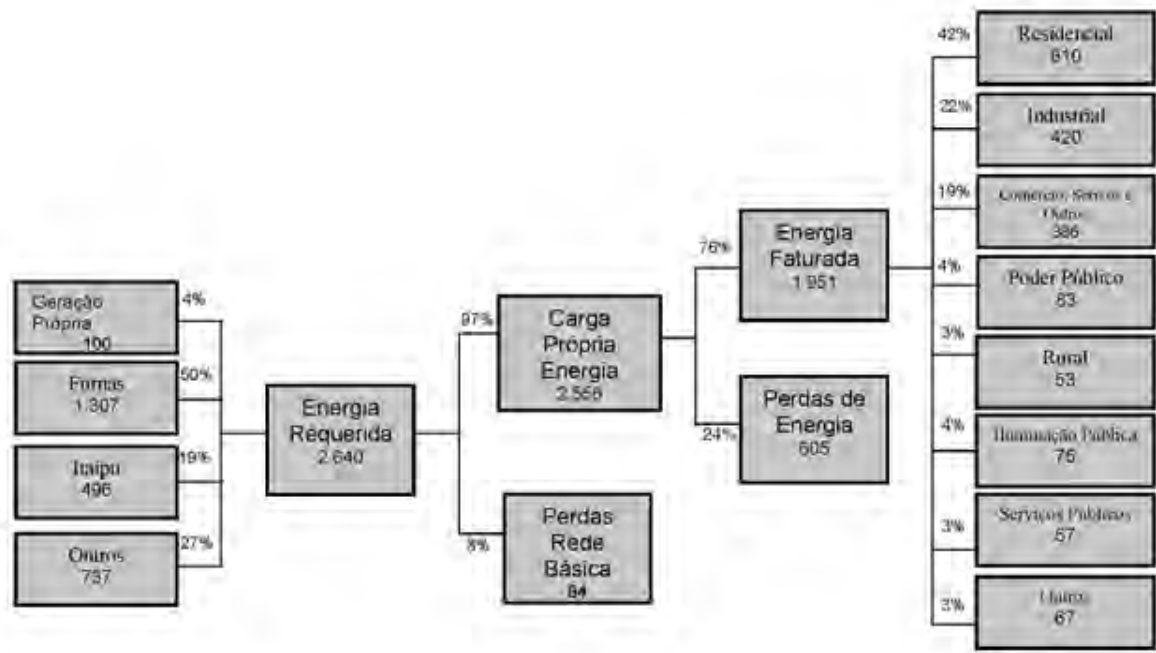
O consumo total no trimestre findo em 31 de março de 2004 atingiu 1.951 GWh, contra 2.026 GWh realizados no mesmo período do ano anterior, representando uma redução de 3,7%, conforme detalhamento da evolução no período, a seguir demonstrado:

CLASSE	31 de março	
	2004 GWh	2003 GWh
RESIDENCIAL	810	847
INDUSTRIAL	420	435
COMÉRCIO, SERVIÇOS E OUTROS	386	402
PODER PÚBLICO	83	83
RURAL	53	56
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	75	68
SERVIÇOS PÚBLICOS	57	69
OUTROS	67	66
TOTAL	1.951	2.026

A justificativa para a redução nas vendas de energia, mesmo tendo havido um crescimento no número de clientes é que verificou-se no primeiro trimestre de 2004 uma queda na venda unitária de energia (GWh/Cliente), causada principalmente, pela diminuição do PIB per capita (reflexo da estagnação econômica) e pelas baixas temperaturas, quando comparadas ao ano passado (por exemplo, em março a média histórica é de 31,0°C, mas registrou-se uma média de 30,0°C).

BALANÇO ENERGÉTICO

O Balanço Energético abaixo apresenta a composição da energia requerida pela Companhia no trimestre findo em 31 de março de 2004, que atingiu 2.640 GWh, sendo 1.307 GWh decorrentes de compras de Furnas, 496 GWh de Itaipu e 737 GWh de outros, além de um total de 100 GWh obtidos de geração própria das usinas da CERJ. Adicionalmente, demonstra as perdas ocorridas e a energia faturada em GWh junto aos clientes.

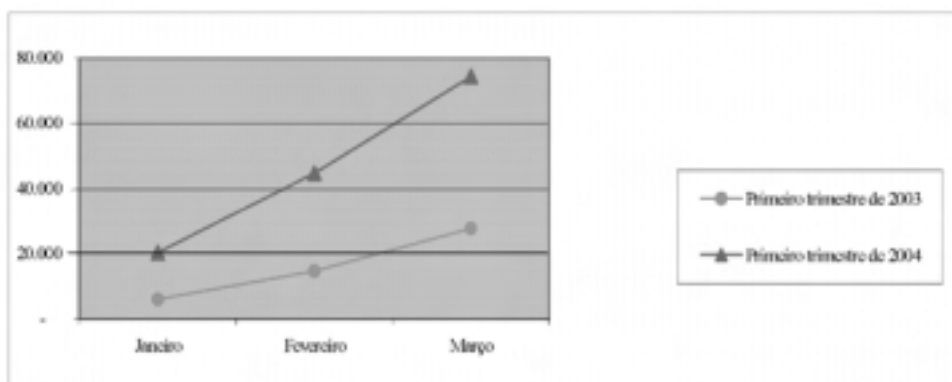


INVESTIMENTO

Em termos de investimento, no primeiro trimestre de 2004, a empresa destinou o montante de R\$74.392, que comparado com o mesmo período de 2003 no montante de R\$27.709, evidencia um aumento de 168,48% no total investido.

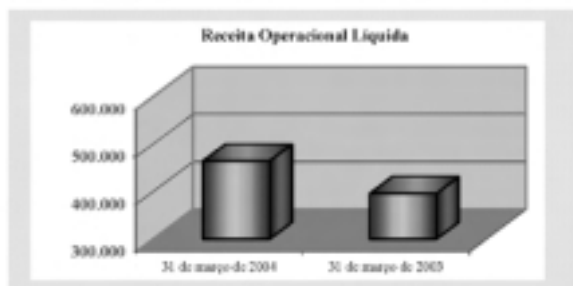
Atividade Elétrica	31 de março	
	2004	2003
Produção	68	7
Distribuição/ Comercialização	73.819	27.436
Administração	505	266
TOTAL	74.392	27.709

Demonstração da evolução mensal dos investimentos realizados pela Companhia, em 31 de março de 2004 e 31 de março de 2003.



RESULTADO DO PERÍODO

No tocante ao resultado alcançado pela Companhia em 31 de março de 2004, comparado ao mesmo período de 2003, temos a comentar o que segue:



A CERJ apresentou em 31 de março de 2004 uma receita bruta de R\$690.704 contra R\$599.368 no mesmo período de 2003, resultando num acréscimo de 15,24%, que refletiu basicamente o reajuste na tarifa de 15,52% concedido em dezembro de 2003, compensado parcialmente por uma redução de 3,70% no consumo, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A receita líquida de R\$464.684 contra R\$395.827 no mesmo período de 2003, representou um acréscimo de 17,40% como consequência em parte, do reajuste na tarifa de 15,52% adicionado ao incremento de receita de disponibilidade de rede elétrica compensado parcialmente pelo aumento de 11,04% dos impostos incidentes sobre venda.

Em termos de energia comprada, verificou-se um acréscimo de 11,94%, passando de R\$228.159 em março de 2003 para R\$255.405 no mesmo período de 2004. Este acréscimo monetário foi originado pela variação na quantidade física comprada, que registrou um incremento de 6,11% (2.640 MWh em 2004 contra 2.488 MWh em 2003), pelo acréscimo monetário da energia comprada junto a FURNAS S.A. e pela valorização cambial média de 0,67% ocorrida no período, já que a energia comprada de Itaipu é negociada em dólar.

A margem bruta de 45,04% registrada no 1º trimestre de 2004, representou um acréscimo de 2,58 pontos percentuais contra 42,46% do mesmo trimestre de 2003, resultado da combinação dos fatores antes mencionados.

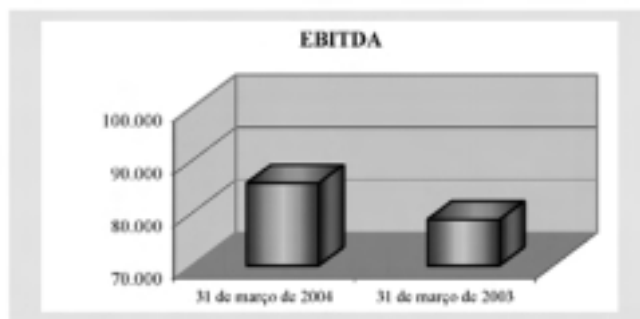


As despesas operacionais (Gerais e Administrativas) sofreram um incremento de 18,05%, passando de R\$120.046 no trimestre findo em 31 de março de 2003 para R\$141.714 no mesmo período de 2004.

A despesa com pessoal registrada no primeiro trimestre de 2004, no montante de R\$23.991, quando comparada à despesa de R\$20.962 registrada no mesmo período de 2003, resulta num aumento de 14,45%, que reflete principalmente o aumento ocorrido através do dissídio coletivo realizado em setembro de 2003, pelos investimentos que a empresa vem realizando em cursos de capacitação e treinamento e pela contratação de novos colaboradores.

As despesas com serviços de terceiros sofreram um aumento de 16,15% passando de R\$29.989 no primeiro trimestre de 2003 para R\$34.832 no primeiro trimestre de 2004, devido a contratação de mão-de-obra para o desenvolvimento de ações que visam a redução das perdas técnicas (realizadas através de manutenções preventivas, corretivas e de emergência) e comerciais (através do programa de combate ao furto de energia elétrica), contribuindo assim, para incremento no seu faturamento.

A despesa com provisões registrada no trimestre findo em 31 de março de 2004, no montante de R\$23.877, quando comparada à despesa de R\$19.511 registrada no mesmo período de 2003, representa um incremento de 22,38%, decorrentes do complemento à provisão para devedores duvidosos, no montante de R\$7.500, e, principalmente, pelo registro de provisão para contingências decorrente da inclusão de novos processos cíveis e trabalhistas e pela atualização da provisão para contingências fiscais do período, no montante de R\$16.377.



O Ebitda em 31 de março de 2004 montou a R\$85.608 contra R\$78.692 no mesmo período do ano anterior, refletindo num aumento de 8,79% como resultado combinado dos efeitos anteriormente citados.



	31 de março 2004	31 de março 2003	Variação horizontal %
Receitas Financeiras	49.494	30.109	64,38
Renda de Aplicação Financeira	242	1.628	-85,14
Juros com Pessoas Ligadas	10.766	23.191	-53,58
Variação Cambial com Pessoas Ligadas	4.347	(38.343)	-111,28
Outras Variação Monetárias	2.307	(219)	-1153,42
Multas e acréscimos moratórios	9.607	8.747	9,83
Derivativos Forward Swap	4.768	14.122	-66,24
Outras	17.457	21.183	-17,59
Despesas Financeiras	(118.679)	(90.395)	31,29
Encargos de Dívidas	(12.051)	(12.902)	-1,98
Juros com Pessoas Ligadas	(21.678)	(34.084)	-36,40
Variação Cambial com Pessoas Ligadas	(9.765)	96.623	-110,11
Outras variações monetárias	(14.061)	(12.301)	14,28
Derivativos Forward Swap	(9.043)	(86.310)	-89,52
Multas moratórios	(15.369)	-	-
Outras Despesas Financeiras	(6.709)	(11.418)	-41,24
RESULTADO FINANCEIRO	(69.185)	(60.286)	14,76

O resultado financeiro negativo apurado em março de 2004 de R\$69.185, foi superior em 14,76% ao resultado negativo de R\$60.286 em março de 2003.

A fim de facilitar a visualização dos principais dados econômico-financeiros da CERJ, a Administração optou por disponibilizar os seguintes indicadores:

- Alavancagem
- Giro do Ativo
- Grau de Imobilização do Capital Próprio
- Liquidez Geral e Corrente
- Margem Bruta e Líquida
- Participação do Capital de Terceiros
- EBITDA

A seguir apresentamos as fórmulas adotadas pela Companhia, no cálculo dos referidos indicadores, bem como os seus resultados encontrados em 31 de março de 2004 e em 31 de março de 2003:

INDICADORES FINANCEIROS		
	31/03/2004	31/03/2003
ALAVANCAGEM		
RECURSOS DE TERCEIROS / PL - $(2.01+2.02)/(2.05)$	2,99	6,10
EMPRÉSTIMOS / PL - $((2.01.01+2.01.02+2.02.01+2.02.04)/(2.05))$	1,29	4,80
EMPRÉSTIMOS / PL (SEM INTERCOMPAÑIAS) - $(2.01.01+2.02.01)/(2.05)$	0,50	1,30
ÍNDICE DE ATIVIDADE		
GIRO DO ATIVO - $(2.03)/(1)$	0,11	0,10
IMOBILIZAÇÕES		
GRAU DE IMOBILIZAÇÃO - $(1.03.02)/(2.05)$	1,32	3,00
LIQUIDEZ		
LIQUIDEZ GERAL - $((1.01+1.02)/(2.01+2.02))$	0,72	0,67
LIQUIDEZ CORRENTE - $(1.01)/(2.01)$	0,72	0,69
RENTABILIDADE		
MARGEM BRUTA - $(3.03)/(3.01)$	95,04%	92,30%
MARGEM LÍQUIDA - $(3.15)/(3.01)$	-0,73%	1,49%
PARTICIPAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS - $(2.01)/(2.01)+(2.02)/(2)$	34,90%	69,19%
PARTICIPAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS (SEM INTERCOMPAÑIAS) - $(2.01)/(2.01)+(2.02)/(2.2)$	90,04%	83,54%
EBITDA	95.608	78.892
VARIÁVEIS		
	31/03/2004	31/03/2003
ATIVO (1)	4.221.625	6.112.508
ATIVO CIRCULANTE (1.01)	643.889	874.544
ESTOQUE (1.01.01)	1.800	8.673
ATIVO REALIZ. LP (1.02)	1.390.189	1.572.481
ATIVO PERMANENTE (1.03)	2.790.547	1.665.483
IMOBILIZADO (1.03.02)	2.453.616	1.313.600
PASSIVO (2)	4.221.625	6.112.508
PASSIVO (2.0) SEM INTERCOMPAÑIA	3.620.675	2.780.332
PASSIVO CIRCULANTE (2.01)	1.167.271	970.762
PASSIVO EXIG. LP (2.02)	1.916.053	1.688.230
PASSIVO CIRCULANTE (2.01.0) SEM INTERCOMPAÑIA	668.800	937.618
PASSIVO EXIG. LP (2.02.0) SEM INTERCOMPAÑIA	1.283.065	1.378.703
EMPRÉST. E FINANÇ. CP (2.01.01)	210.713	343.792
EMPRÉST. E FINANÇ. LP (2.02.01)	201.951	264.420
PARTES RELACIONADAS CP (2.01.02)	196.781	2.149
PARTES RELACIONADAS LP (2.02.04)	604.969	1.410.622
PATRIMÔNIO LÍQUIDO (2.05)	1.079.101	879.329
	31/03/2004	31/03/2003
RECEITA BRUTA (3.01)	690.204	399.388
RECEITA LÍQ. (3.03)	664.664	395.878
RESULTADO BRUTO (3.05)	208.278	157.668
LUCRO LÍQUIDO (3.15)	(3.893)	9.892

Números da Empresa - em 31 de março de 2004	
(3.369)	Mil de prejuízo líquido
157,18%	Inferior ao igual período de 2003
464.684	Mil de Receita Líquida
17,4%	Acima da registrada no mesmo período do ano anterior
209.279	Mil de Resultado Bruto
24,8%	Superior ao de igual período do ano anterior
208.803	Mil de Despesas Operacionais
22,8%	De aumento em relação a igual período do exercício precedente
69.185	Mil de Despesas Financeiras Líquidas
14,8%	Superior ao igual período de 2003
476	Mil de Lucro Operacional
120,2%	Superior ao mesmo período de 2003
1.059.101	Mil de patrimônio líquido em 31 de março de 2004

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

RELATÓRIO SOBRE REVISÃO ESPECIAL

Aos

Acionistas e Administradores da

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

Niterói - RJ

1. Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais (ITRs) da COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ, compreendendo o balanço patrimonial em 31 de março de 2004, a demonstração do resultado para o trimestre findo naquela data, o relatório de desempenho e as informações relevantes, apresentados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração.
2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo Instituto dos Auditores Independentes do Brasil - IBRACON, 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 nas operações da Companhia.
3. Baseado em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais referidas no parágrafo 1, para que as mesmas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais obrigatórias.

4. Em 31 de março de 2004, a Companhia Energética do Ceará – COELCE, controlada da Investluz S.A., uma sociedade de cujo capital social a CERJ detém uma participação de 36,43%, tem registrados contas a receber no montante de R\$16.351 mil, sob efeito de liminares judiciais para suspensão dos pagamentos, relativos às transações de venda de energia realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE. Esses montantes podem estar sujeitos a alterações, dependendo de decisão de processos judiciais em andamento movidos por empresas do setor, relativos a interpretações das regras do mercado em vigor.

Outros agentes do mercado não honraram seus pagamentos com a COELCE em relação às transações realizadas no MAE, resultando em um montante vencido que se aproxima de R\$4.000 mil, em 31 de março de 2004.

As informações trimestrais da Companhia não incluem nenhum ajuste que possa resultar da resolução das referidas incertezas.

Adicionalmente, na data-base de 31 de março de 2004, o MAE reportou valores devidos pela COELCE, relativos a transações praticadas em janeiro de 2004, no montante aproximado de R\$18.000 mil. Não obstante isso, a Administração da COELCE entende que essa Companhia tem direito a um contas a receber no valor aproximado de R\$800 mil, ao invés do referido contas a pagar, que seria resultado de uma impropriedade que será retificada pelo MAE, quando da emissão do seu próximo extrato. A evidência de tal retificação ainda não se encontra disponível, já que o assunto está sendo discutido entre as partes. Conseqüentemente, o contas a pagar acima mencionado não foi contabilizado, em 31 de março de 2004.

5. O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2003, apresentado para fins comparativos, foi por nós examinado, e nosso parecer datado de 17 de janeiro de 2004, exceto no que se refere ao assunto descrito na nota explicativa nº 41, letra b àquela demonstração financeira, cuja data é 19 de março de 2004, conteve parágrafo de ênfase relativo à incerteza na realização das contas a receber originadas das vendas de energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia – MAE pela Companhia e por sua controlada em conjunto.
6. A demonstração do resultado para o trimestre findo em 31 de março de 2003, apresentada para fins comparativos, foi por nós revisada, e nosso relatório datado de 2 de maio de 2003, continha parágrafos de ênfase relativos à incerteza na realização das contas a receber originadas das vendas de energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia – MAE e aos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, disciplinando, entre outros assuntos, a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica, garantido nos contratos de concessão.

Rio de Janeiro, 19 de abril de 2004

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-SP 011609/O-S-RJ

José Carlos Monteiro
Contador
CRC-SP 100597/O-S-RJ

ANEXO II

DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora (31/12/2003)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

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 00305-0	2 - Denominação Social CIA. ELETRICIDADE EST. RJ - CERJ	3 - CNPJ 33.050.071/0001-58	4 - NIRE

01.02 - SEDE

1 - Endereço Completo Praça Leoni Ramos, nº 1	2 - Bairro ou Distrito São Domingos	3 - CEP 24240-200	4 - Município Niterói	5 - UF RJ
6 - DDD 21	7 - Telefone 2613-7783	8 - Telefone 2613-7035	9 - Telefone -	10 - Telex -
11 - DDD 21	12 - Fax 2613-7123	13 - Fax 2613-1799	14 - Fax -	15 - E-mail -

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - Nome Julio Moratalla Alonso		2 - Endereço Completo Praça Leoni Ramos, nº 1			3 - Bairro ou Distrito São Domingos	
4 - CEP 24240-200	5 - Município Niterói	6 - UF RJ	7 - DDD 21	8 - Telefone 2613-7031	9 - Telefone 2613-7000	10 - Telefone —
11 - Telex —	12 - DDD 21	13 - Fax 2613-7199	14 - Fax —	15 - Fax —	16 - E-mail jmoratalla@cერი.com.br	

01.04 - REFERÊNCIA/AUDITOR

Exercício	1 - Data de Início do Exercício Social	2 - Data de Término do Exercício Social	
1 - Último	01/01/2003	31/12/2003	
2 - Penúltimo	01/01/2002	31/12/2002	
3 - Antepenúltimo	01/01/2001	31/12/2001	
4 - Nome/Razão Social do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu	5 - Código CVM 00385-9	6 - Nome do Responsável Técnico José Domingos Prado	7 - CPF do Resp. Técnico 022.486.308-83

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 - 31/12/2003	2 - 31/12/2002	3 - 31/12/2001
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	2.895.563.870	2.895.563.870	1.704.025.408
2 - Preferenciais	0	0	0
3 - Total	2.895.563.870	2.895.563.870	1.704.025.408
Em Tesouraria			
4 - Ordinárias	0	0	0
5 - Preferenciais	0	0	0
6 - Total	0	0	0

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - Tipo de Empresa Empresa Comercial, Industrial e Outras	2 - Tipo de Situação Operacional	3 - Natureza do Controle Acionário Estrangeira	4 - Código Atividade 1990200 - Serviços de Eletricidade
5 - Atividade Principal Produção, distribuição e venda de energia elétrica	6 - Tipo de Consolidado Total		

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLuíDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - Item	2 - CNPJ	3 - Denominação Social

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - Item	2 - Evento	3 - Aprovação	4 - Provento	5 - Início Pagto.	6 - Tipo Ação	7 - Valor do Provento p/Ação

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - Data 20/04/2004	2 - Assinatura

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2003</u>	<u>31/12/2002</u>	<u>31/12/2001</u>
1	Ativo Total	4.128.018	4.113.867	3.387.782
1.01	Ativo Circulante	731.874	819.561	491.160
1.01.01	Disponibilidades	19.163	45.255	24.747
1.01.01.01	Numerário Disponível	14.265	34.568	24.378
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	4.898	10.687	369
1.01.02	Créditos	708.984	766.918	459.929
1.01.02.01	Consumidores, Revendedores e Perm.	759.502	731.874	711.994
1.01.02.02	Prov. p/Créd. Liq. Duvidosa - Clientes	(253.038)	(287.864)	(314.908)
1.01.02.03	Encargo de Capacidade Emergencial	14.067	8.906	0
1.01.02.04	Consumidores de Baixa Renda	13.552	13.761	0
1.01.02.05	Rendas a Receber	32.721	25.180	30.711
1.01.02.06	Devedores Diversos	86.615	119.134	17.307
1.01.02.07	Prog. Emerg. de Red. do Consumo de Energia	18.568	18.695	13.574
1.01.02.08	Contas a Receber Oper. com Derivativos	0	137.232	61
1.01.02.09	Partes Relacionadas	1.250	0	1.190
1.01.02.10	Conta de Desenvolvimento Energ. - Cde.	35.747	0	0
1.01.03	Estoques	1.328	5.965	922
1.01.04	Outros	2.399	1.423	5.562
1.01.04.01	Despesas Antecipadas - Seguros e Outros	2.399	1.423	5.562
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.651.429	1.624.645	1.225.894
1.02.01	Créditos Diversos	957.112	848.743	649.823
1.02.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissin.	253.614	248.118	188.225
1.02.01.02	Devedores Diversos	15.662	20.069	19.930
1.02.01.03	Prog. Emerg. de Red. do Consumo de Energia	4.109	10.223	7.028
1.02.01.04	Despesas Antecipadas	5.186	5.634	6.018
1.02.01.05	Despesas Antecipadas - Parcela A/CVA	126.698	143.238	66.894
1.02.01.06	Depósitos Vinculados a Litígios	126.629	104.587	58.153
1.02.01.07	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	425.214	316.874	303.575
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	687.802	769.389	569.810
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	687.802	769.389	569.810
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.03	Outros	6.515	6.513	6.261
1.02.03.01	Outros	6.515	6.513	6.261
1.03	Ativo Permanente	1.744.715	1.669.661	1.670.728
1.03.01	Investimentos	339.364	321.890	364.604
1.03.01.01	Participações em Coligadas	338.453	320.979	363.693
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	911	911	911
1.03.01.03.01	Participação Societária Permanente	0	0	0
1.03.01.03.02	Outros Créditos	911	911	911
1.03.02	Imobilizado	1.405.351	1.347.771	1.289.566
1.03.02.01	Intangíveis	54.532	53.517	43.577
1.03.02.02	Terrenos	35.935	35.931	35.932
1.03.02.03	Reservatórios, Barragens e Adutoras	51.942	53.019	51.904
1.03.02.04	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	60.134	59.622	58.942
1.03.02.05	Máq. e Equipamentos e Móv. e Utensílios	2.057.209	1.883.795	1.742.040
1.03.02.06	Veículos	8.955	8.844	9.182
1.03.02.07	Depreciação e Amortização Acumuladas	(771.878)	(661.606)	(565.741)
1.03.02.08	Imobilizações em Curso	113.892	95.326	71.936
1.03.02.09	Obrigações Especiais	(205.370)	(180.677)	(158.206)
1.03.03	Diferido	0	0	16.558
1.03.03.01	Variação Cambial Diferida	0	0	65.298
1.03.03.02	Amortização Acumulada	0	0	(48.973)
1.03.03.03	Outros	0	0	233

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

Código	Descrição	31/12/2003	31/12/2002	31/12/2001
2	Passivo Total	4.128.018	4.113.867	3.387.782
2.01	Passivo Circulante	1.051.994	876.635	1.025.607
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	285.460	385.924	279.436
2.01.02	Debêntures	0	0	5.378
2.01.03	Fornecedores	254.274	169.399	229.906
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	86.575	102.242	43.808
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0	0
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	191.110	1.958	186.483
2.01.08	Outros	234.575	217.112	280.596
2.01.08.01	Folha de Pagamento	14.290	8.137	12.135
2.01.08.02	Encargos de Dívidas	21.662	20.779	1.504
2.01.08.03	Operações com Derivativos	94.074	0	87.642
2.01.08.04	Parcelamento Especial - Lei 10.684	4.776	0	0
2.01.08.05	Programa Emergencial de Red. de Energia	47.167	47.294	13.424
2.01.08.06	Encargo de Capacidade Emergencial	14.783	9.707	0
2.01.08.07	Conta de Desenvolvimento Energ. - CDE	2.762	0	0
2.01.08.08	Conta de Compensação da Parcela A	0	7.567	0
2.01.08.09	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	984	982	3.757
2.01.08.10	Obrigações Estimadas	12.640	110.399	118.750
2.01.08.11	Outras Obrigações	21.437	12.247	43.384
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.723.554	2.803.798	2.175.243
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	195.275	255.851	37.218
2.02.02	Debêntures	0	0	262.520
2.02.03	Provisões	687.136	446.969	261.278
2.02.03.01	Provisão para Contingências	687.136	446.969	261.278
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.307.335	1.449.369	989.872
2.02.05	Outros	533.808	651.609	624.355
2.02.05.01	Fornecedores	84	85.256	52.899
2.02.05.02	Parcelamento Especial - Lei 10.684	45.213	0	0
2.02.05.03	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	277.897	296.800	357.356
2.02.05.04	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	48.387	47.939	63.567
2.02.05.05	Outras Obrigações	162.227	221.614	150.533
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	352.470	433.434	186.932
2.05.01	Capital Social Realizado	915.424	915.424	284.587
2.05.02	Reservas de Capital	23.254	23.252	21.570
2.05.02.01	Ágio na Emissão de Ações	2.308	2.307	625
2.05.02.02	Remuneração de Bens e Direitos	20.946	20.945	20.945
2.05.03	Reservas de Reavaliação	90.984	104.639	127.681
2.05.03.01	Ativos Próprios	90.984	104.639	127.681
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/Dividendos não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	(677.192)	(609.881)	(246.906)

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/01/2003 a 31/12/2003	01/01/2002 a 31/12/2002	01/01/2001 a 31/12/2001
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	2.271.566	1.799.698	1.715.573
3.01.01	Consumidores, Concessionários e Perm.	2.257.176	1.653.011	1.419.148
3.01.02	Baixa Renda	46.579	13.761	0
3.01.03	Ativo Regulatório	(90.612)	41.106	203.639
3.01.04	Suprimento de Energia Elétrica	33.221	72.196	74.060
3.01.05	Receita de Uso de Rede	4.355	0	0
3.01.06	Outras Receitas	20.847	19.624	18.726
3.02	Deduções da Receita Bruta	(733.220)	(498.320)	(323.506)
3.02.01	Impostos e Contribuições Sobre a Receita	(653.396)	(447.489)	(312.941)
3.02.02	Quota para Reserva Global de Reversão	(25.217)	(20.237)	(10.565)
3.02.03	Encargos de Capacidade Emergencial	(54.607)	(30.594)	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	1.538.346	1.301.378	1.392.067
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(935.110)	(659.316)	(641.259)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada para Revenda	(935.110)	(659.316)	(641.259)
3.05	Resultado Bruto	603.236	642.062	750.808
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(807.064)	(1.061.393)	(850.787)
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(619.210)	(603.260)	(560.989)
3.06.02.01	Pessoal	(87.306)	(79.897)	(71.550)
3.06.02.02	Material	(1.362)	(1.599)	(4.598)
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(120.807)	(112.424)	(96.041)
3.06.02.04	Conta Consumo de Combustíveis	(48.588)	(67.675)	(61.747)
3.06.02.05	Depreciação e Amortização	(110.684)	(109.607)	(98.277)
3.06.02.06	Provisão p/Créd. de Liquidação Duvidosa	(17.500)	(48.362)	(39.238)
3.06.02.07	Provisão para Contingências	(201.377)	(155.411)	(156.198)
3.06.02.08	Outras Despesas Operacionais	(31.586)	(28.285)	(33.340)
3.06.03	Financeiras	(266.210)	(360.651)	(223.483)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	218.358	377.678	19.661
3.06.03.01.01	Renda de Aplicação Financeira	2.287	1.706	2.308
3.06.03.01.02	Atualiz. Mon. e Acrésc. Morat. Energ. Vendida	113.791	26.098	17.353
3.06.03.01.03	Variações Monetárias e Cambiais	102.280	0	0
3.06.03.01.04	Ganho (Líquido) Operações com Derivativos	0	323.172	0
3.06.03.01.05	Outras Receitas Financeiras, Líquidas	0	26.702	0
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(484.568)	(738.329)	(243.144)
3.06.03.02.01	Encargos de Dívidas	(163.357)	(80.528)	(52.583)
3.06.03.02.02	Variações Monetárias e Cambiais	0	(641.465)	(83.253)
3.06.03.02.03	Perda (Líquida) Operações com Derivativos	(298.702)	0	(54.350)
3.06.03.02.04	Encargos Financeiros c/Emp. Relacionadas	(13.906)	(16.336)	(35.113)
3.06.03.02.05	Outras Despesas Financeiras, Líquidas	(8.603)	0	(17.845)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	78.356	(97.482)	(66.315)
3.06.06.01	Equivalência Patrimonial	17.474	(28.062)	6.561
3.06.06.02	(Provisão) Reversão Prov. Passivo Descob.	60.882	(69.420)	(72.876)
3.07	Resultado Operacional	(203.828)	(419.331)	(99.979)
3.08	Resultado não Operacional	14.974	1.613	(4.282)
3.08.01	Receitas	24.270	2.814	7.824
3.08.02	Despesas	(9.296)	(1.201)	(12.106)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	(188.854)	(417.718)	(104.261)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	0	0	(56.003)
3.11	IR Diferido	113.478	31.701	112.074
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	(75.376)	(386.017)	(48.190)
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	2.895.563.870	2.895.563.870	1.704.025.408
	LUCRO POR AÇÃO			
	PREJUÍZO POR AÇÃO	(0,00003)	(0,00013)	(0,00003)

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

Código	Descrição	01/01/2003 a 31/12/2003	01/01/2002 a 31/12/2002	01/01/2001 a 31/12/2001
4.01	Origens	295.294	983.912	132.843
4.01.01	Das Operações	113.575	214.520	(116.540)
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	(75.376)	(386.017)	(48.190)
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	188.951	600.537	(68.350)
4.01.01.02.01	Depreciação/Amortização	110.684	109.607	98.277
4.01.01.02.02	Provisão para Contingências	201.377	155.411	89.919
4.01.01.02.05	Variações Cambiais e Monetárias	(38.961)	244.943	46.813
4.01.01.02.06	Atualização do Saldo Atuarial (Del. 371)	(5.144)	(53.682)	0
4.01.01.02.07	IR e Contrib. Social Diferidos	(113.478)	(31.701)	(108.086)
4.01.01.02.08	Equivalência Patrimonial	(78.356)	97.482	66.315
4.01.01.02.09	Juros Líquidos Provisionados Longo Prazo	128.048	131.182	(65.734)
4.01.01.02.10	Impacto da Variação Cambial (1999)	0	16.558	0
4.01.01.02.11	Recomposição Tarifária de Longo Prazo	(15.219)	(69.838)	(188.224)
4.01.01.02.12	Custo da Energia Livre	0	0	52.124
4.01.01.02.13	Outras	0	575	(59.754)
4.01.02	Dos Acionistas	0	0	0
4.01.03	De Terceiros	181.719	769.392	249.383
4.01.03.01	Obrigações Vinculadas a Concessão	24.693	22.470	19.983
4.01.03.02	Transf. do Exig. Curto Prazo para Longo P.	(274)	305.212	15.544
4.01.03.03	Transf. de Ativos de Longo Prazo p/ Circ.	39.282	0	0
4.01.03.04	Redução do Realizável a Longo Prazo	32.358	81.408	207.953
4.01.03.05	Dividendos Recebidos da Controlada	0	11.009	0
4.01.03.07	Outras Transf. do Imob. para o Circulante	0	0	5.903
4.01.03.08	Empréstimos Obtidos	40.127	279.202	0
4.01.03.11	Parcelamento Especial - Lei 10.684	45.213	3.646	0
4.01.03.12	Transf. para Circulante (Energia Livre)	0	28.182	0
4.01.03.14	Aumento de Fornecedores	320	32.357	0
4.01.03.15	Outras	0	5.906	0
4.02	Aplicações	558.117	506.539	490.594
4.02.05	Depósito Judicial	22.218	46.434	0
4.02.06	Redução do Exigível a Longo Prazo	233.854	184.424	0
4.02.08	No Imobilizado	176.991	177.780	257.050
4.02.09	No Realizável a Longo Prazo	52.591	63.833	91.553
4.02.10	Exigível a L. Prazo/Transf. p/Circulante	51.442	19.447	120.767
4.02.11	Prog. Emerg. de Red. de Consumo de Energia	0	0	7.028
4.02.12	Outras	21.021	14.621	14.196
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(262.823)	477.373	(357.751)
4.04	Variação do Ativo Circulante	(87.687)	328.401	160.435
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	819.561	491.160	330.725
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	731.874	819.561	491.160
4.05	Variação do Passivo Circulante	175.359	(148.972)	518.186
4.05.01	Passivo Circulante no Início do Exercício	876.635	1.025.607	697.018
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	1.051.994	876.635	1.215.204

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2003 A 31/12/2003 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	915.424	23.252	104.639	0	(609.881)	433.434
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	2	0	0	(2)	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	(13.655)	0	8.067	(5.588)
5.04.01	Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	(8.067)	0	8.067	0
5.04.02	Ajuste de Impostos s/ Reserva de Reav.	0	0	(5.588)	0	0	(5.588)
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	(75.376)	(75.376)
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	915.424	23.254	90.984	0	(677.192)	352.470

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2002 A 31/12/2002 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	284.587	21.570	127.681	0	(246.906)	186.932
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	630.837	0	0	0	0	630.837
5.03.01	Aumento de Capital Conversão Debêntures	260.837	0	0	0	0	260.837
5.03.02	Aumento de Capital Capitalização Emprést.	370.000	0	0	0	0	370.000
5.04	Realização de Reservas	0	0	(23.042)	0	23.042	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	(386.017)	(386.017)
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	1.682	0	0	0	1.682
5.08.01	Ágio na Conversão de Debêntures em Ações	0	1.682	0	0	0	1.682
5.09	Saldo Final	915.424	23.252	104.639	0	(609.881)	433.434

05.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2001 A 31/12/2001 (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Capital</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Reservas de Lucro</u>	<u>Lucros/Prejuízos Acumulados</u>	<u>Total Patrimônio Líquido</u>
5.01	Saldo Inicial	284.587	13.619	153.704	0	(70.095)	381.815
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	(2.411)	(2.411)
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	0	0	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	(48.190)	(48.190)
5.07	Destinações	0	0	0	0	0	0
5.08	Outros	0	7.951	(26.023)	0	(126.210)	(144.282)
5.08.01	Remuneração das Imobilizações em Curso	0	7.951	0	0	0	7.951
5.08.02	Realização da Reserva de Reavaliação	0	0	(26.023)	0	26.023	0
5.08.03	Déficit Atuarial CVM nº 371 (Nota 21)	0	0	0	0	(152.233)	(152.233)
5.09	Saldo Final	284.587	21.570	127.681	0	(246.906)	186.932

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

Código	Descrição	31/12/2003	31/12/2002	31/12/2001
1	Ativo Total	4.039.439	3.984.727	3.383.733
1.01	Ativo Circulante	952.730	1.084.909	623.543
1.01.01	Disponibilidades	68.063	104.246	35.917
1.01.01.01	Numerário Disponível	22.702	43.452	29.243
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	45.361	60.794	6.674
1.01.02	Créditos	879.837	971.709	583.319
1.01.02.01	Consumidores, Revendedores e Perm.	902.823	881.901	842.015
1.01.02.02	Prov. p/Crédito Liq. Duvidosa - Cliente	(288.138)	(327.069)	(353.272)
1.01.02.03	Encargo de Capacidade Emergencial	16.506	10.650	0
1.01.02.04	Consumidores de Baixa Renda	19.030	23.733	0
1.01.02.05	Rendas a Receber	33.528	26.744	33.366
1.01.02.06	Devedores Diversos	99.427	144.372	26.426
1.01.02.07	Prog. Emerg. de Red. do Consumo de Energia	20.611	41.852	25.530
1.01.02.08	Contas a Receber Oper. com Derivativos	0	163.272	61
1.01.02.09	Partes Relacionadas	1.250	0	1.190
1.01.02.10	Despesas Antecipadas - Seguros e Outros	2.613	1.430	8.003
1.01.02.11	Conta de Desenvolvimento Energ. - CDE	36.060	0	0
1.01.02.12	Despesas Antecipadas - Parcela A/CVA	6.264	4.824	0
1.01.02.13	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	13.174	0	0
1.01.02.14	Depósitos Vinculados	16.689	0	0
1.01.03	Estoques	1.725	6.779	2.142
1.01.04	Outros	3.105	2.175	2.165
1.01.04.01	Outros Créditos	3.105	2.175	2.165
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.133.545	996.727	762.427
1.02.01	Créditos Diversos	1.092.659	973.451	744.108
1.02.01.01	Consumidores, Revendedores e Perm.	346.964	333.619	247.604
1.02.01.02	Devedores Diversos	20.523	24.930	22.953
1.02.01.03	Prog. Emerg. de Red. do Consumo de Energia	4.109	10.223	8.585
1.02.01.04	Despesas Antecipadas - Seguros e Outros	5.383	5.752	6.556
1.02.01.05	Conta de Desenvolvimento Energ. - CDE	83	0	0
1.02.01.06	Despesas Antecipadas - Parcela A/CVA	137.293	150.388	71.357
1.02.01.07	Depósito Vinculados a Litígios	131.178	108.454	61.448
1.02.01.08	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	447.126	340.085	325.605
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	33.946	227	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	33.946	227	0
1.02.03	Outros	6.940	23.049	18.319
1.03	Ativo Permanente	1.953.164	1.903.091	1.997.763
1.03.01	Investimentos	1.172	1.107	141.869
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	141.869
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	0	0	0
1.03.02	Imobilizado	1.948.503	1.896.333	1.825.131
1.03.02.01	Intangíveis	71.917	69.435	334.817
1.03.02.02	Terrenos	36.994	36.980	36.711
1.03.02.03	Reservatórios, Barragens e Adutoras	51.942	53.019	51.904
1.03.02.04	Edifícios, Obras Civas e Benfeitorias	74.680	74.207	72.987
1.03.02.05	Máquinas e Equip. e Móv. e Utensílios	2.641.229	2.438.265	2.185.943
1.03.02.06	Veículos	10.709	10.660	12.559
1.03.02.07	Depreciação e Amortização Acumuladas	(1.068.805)	(918.175)	(790.522)
1.03.02.08	Imobilizações em Curso	153.370	122.319	161.834
1.03.02.09	Obrigações Especiais	(306.215)	(273.059)	(241.102)
1.03.02.10	Atividades não Vinculadas - Ágio	282.682	282.682	0
1.03.03	Diferido	3.489	5.651	30.763
1.03.03.01	Variação Cambial Diferida	18.457	84.854	84.584
1.03.03.02	Amortização Acumulada	(15.125)	(84.021)	(57.859)
1.03.03.03	Outros	157	4.818	4.038

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>31/12/2003</u>	<u>31/12/2002</u>	<u>31/12/2001</u>
2	Passivo Total	4.039.439	3.984.727	3.383.733
2.01	Passivo Circulante	1.279.082	1.150.784	1.752.039
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	367.350	477.885	1.065.514
2.01.02	Debêntures	0	0	5.378
2.01.03	Fornecedores	289.386	192.454	263.995
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	107.127	116.656	58.482
2.01.05	Dividendos a Pagar	2.600	4.055	5.873
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	238.352	85.084	299
2.01.08	Outros	274.267	274.650	352.498
2.01.08.01	Folha de Pagamento	15.146	8.897	13.896
2.01.08.02	Encargos de Dívidas	24.960	27.929	32.760
2.01.08.04	Contas a Pagar Operações com Derivativos	100.569	0	87.642
2.01.08.05	Parcelamento Especial - Lei 10.684	4.776	0	0
2.01.08.06	Programa Emergencial de Red. de Energia	47.167	66.415	16.239
2.01.08.07	Encargo de Capacidade Emergencial	17.595	11.918	0
2.01.08.08	Conta de Desenvolvimento Energ. - CDE	2.762	0	0
2.01.08.09	Conta de Compensação da Parcela A	2.404	10.117	0
2.01.08.10	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	5.525	1.406	5.300
2.01.08.11	Obrigações Estimadas	16.106	113.117	126.231
2.01.08.12	Obrigações com Benef. Pós-Emprego	4.828	4.188	9.068
2.01.08.13	Juros s/Capital Próprio Liq. Imp. de Renda	2.463	7.218	5.961
2.01.08.14	Outras Obrigações	29.966	23.445	55.401
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.331.347	2.348.390	1.395.164
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	354.630	445.530	325.266
2.02.02	Debêntures	0	0	262.520
2.02.03	Provisões	718.488	476.357	278.318
2.02.03.01	Provisão para Contingências	718.488	476.357	278.318
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	804.446	925.864	0
2.02.05	Outros	453.783	500.639	529.060
2.02.05.01	Fornecedores	21.440	108.275	75.076
2.02.05.02	Parcelamento Especial - Lei 10.684	45.213	0	0
2.02.05.03	Obrigações com Benefício Pós-Emprego	300.363	319.840	378.026
2.02.05.04	Imp. de Renda e Contrib. Social Diferidos	74.959	62.194	67.787
2.02.05.05	Outras Obrigações	11.808	10.330	8.171
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	21.037	0	0
2.04	Participações Minoritárias	55.503	52.119	49.598
2.05	Patrimônio Líquido	352.470	433.434	186.932
2.05.01	Capital Social Realizado	915.424	915.424	284.587
2.05.02	Reservas de Capital	23.254	23.254	21.570
2.05.03	Reservas de Reavaliação	90.984	104.639	127.681
2.05.03.01	Ativos Próprios	90.984	104.639	127.681
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.04.01	Legal	0	0	0
2.05.04.02	Estatutária	0	0	0
2.05.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.05.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.05.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.05.04.06	Especial p/Dividendos não Distribuídos	0	0	0
2.05.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.05.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	(677.192)	(609.883)	(246.906)

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

Código	Descrição	01/01/2003 a 31/12/2003	01/01/2002 a 31/12/2002	01/01/2001 a 31/12/2001
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	2.793.668	2.249.275	2.137.277
3.01.01	Consumidores, Concessionários e Perm.	2.754.833	2.054.618	1.750.010
3.01.02	Baixa Renda	79.141	23.733	0
3.01.03	Ativo Regulatório	(106.511)	48.707	280.755
3.01.04	Suprimento de Energia Elétrica	34.562	96.870	84.354
3.01.05	Receita de Uso de Rede	4.690	229	0
3.01.06	Outras Receitas	26.953	25.118	22.158
3.02	Deduções da Receita Bruta	(880.219)	(614.220)	(417.514)
3.02.01	Impostos e Contribuições Sobre a Receita	(778.904)	(547.950)	(403.354)
3.02.02	Quota para Reserva Global de Reversão	(30.671)	(25.409)	(14.160)
3.02.03	Encargos de Capacidade Emergencial	(70.644)	(40.861)	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	1.913.449	1.635.055	1.719.763
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(1.107.429)	(793.955)	(782.096)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.107.429)	(793.955)	(782.096)
3.05	Resultado Bruto	806.020	841.100	937.667
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(993.981)	(1.243.218)	(1.016.768)
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(774.154)	(760.597)	(693.277)
3.06.02.01	Pessoal	(117.827)	(106.874)	(99.600)
3.06.02.02	Material	(3.459)	(3.845)	(6.593)
3.06.02.03	Serviços de Terceiros	(155.804)	(144.775)	(123.321)
3.06.02.04	Conta Consumo de Combustíveis	(65.127)	(81.266)	(69.218)
3.06.02.05	Depreciação e Amortização	(166.241)	(159.749)	(125.693)
3.06.02.06	Provisões p/Cred. de Liquidação Duvidosa	(18.998)	(60.178)	(51.774)
3.06.02.07	Provisões para Contingências	(207.114)	(166.566)	(156.198)
3.06.02.08	Outras Despesas Operacionais	(39.584)	(37.344)	(60.880)
3.06.03	Financeiras	(219.827)	(482.621)	(323.491)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	291.529	393.973	32.443
3.06.03.01.01	Renda Aplicação Financeiras	10.207	3.740	6.883
3.06.03.01.02	Atualiz. Mon. e Acrésc. Morat. Energ. Vendida	97.589	52.873	25.560
3.06.03.01.03	Variações Monetárias e Cambiais	164.304	0	0
3.06.03.01.04	Encargos Financeiros c/Emp. Relacionadas	11.166	0	0
3.06.03.01.05	Ganho (Líquido) Operações com Derivativos	0	323.172	0
3.06.03.01.06	Outras Receitas Financeiras, Líquidas	8.263	14.188	0
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(511.356)	(876.594)	(355.934)
3.06.03.02.01	Encargos de Dívidas	(204.273)	(99.160)	(129.966)
3.06.03.02.02	Juros sobre Capital Próprio	(8.381)	0	0
3.06.03.02.03	Perda (Líquida) Operações com Derivativos	(298.702)	0	(54.350)
3.06.03.02.04	Variação Monetária e Cambiais	0	(745.839)	(99.822)
3.06.03.02.05	Deságio na Negociação de Promissórias	0	(6.767)	0
3.06.03.02.06	Juros sobre Capital Próprio	0	(8.492)	(10.650)
3.06.03.02.07	Encargos Financeiros c/Emp. Relacionadas	0	(16.336)	(35.113)
3.06.03.02.08	Outras Despesas Financeiras, Líquidas	0	0	(26.033)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	(187.961)	(402.118)	(79.101)
3.08	Resultado não Operacional	14.975	(1.566)	(8.177)
3.08.01	Receitas	26.190	3.483	8.599
3.08.02	Despesas	(11.215)	(5.049)	(16.776)
3.09	Resultado antes Tributação/Participações	(172.986)	(403.684)	(87.278)
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(12.786)	(183)	(65.129)
3.10.01	Contribuição Social	(3.057)	(183)	(17.300)
3.10.02	Imposto de Renda	(9.729)	0	(47.829)
3.11	IR Diferido	118.151	23.973	112.154
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	(1.675)	(1.438)	(1.043)
3.12.01	Participações	(1.675)	(1.438)	(1.043)
3.12.01.01	Participações dos Empregados	(1.675)	(1.438)	(1.043)
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	8.381	8.492	10.650
3.14	Participações Minoritárias	(14.461)	(13.177)	(18.278)
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	(75.376)	(386.017)	(48.924)
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	2.895.563.870	2.895.563.870	1.704.025.408
	LUCRO POR AÇÃO			
	PREJUÍZO POR AÇÃO	(0,00003)	(0,00013)	(0,00003)

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

<u>Código</u>	<u>Descrição</u>	<u>01/01/2003 a 31/12/2003</u>	<u>01/01/2002 a 31/12/2002</u>	<u>01/01/2001 a 31/12/2001</u>
4.01	Origens	421.050	2.075.723	16.466
4.01.01	Das Operações	159.771	373.054	(53.449)
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	(75.376)	(386.017)	(48.924)
4.01.01.02	Vls. que não Repr. Mov. Cap. Circulante	235.147	759.071	(4.525)
4.01.01.02.01	Depreciação/Amortização	166.241	159.749	125.693
4.01.01.02.02	Provisão para Contingências	207.114	166.566	106.959
4.01.01.02.03	Variações Monetárias e Cambiais	(88.241)	430.952	8.455
4.01.01.02.04	Atualização do Saldo Atuarial (Del. 371)	(5.144)	(53.682)	0
4.01.01.02.05	IR e Contrib. Social Diferidos	(118.151)	(23.793)	(108.166)
4.01.01.02.06	Custo Líquido dos Bens Baixado do Imob.	1.372	1.911	3.270
4.01.01.02.07	Juros Líquidos Provisionados Longo Prazo	88.779	145.687	0
4.01.01.02.08	Amortização do Ágio da Controlada	0	0	21.198
4.01.01.02.09	Recomposição Tarifária de Longo Prazo	(34.296)	(106.246)	(247.605)
4.01.01.02.10	Custo da Energia Livre	3.149	842	70.403
4.01.01.02.12	Participação Minoritária	14.461	13.177	18.278
4.01.01.02.13	Amortização Deságio das Notas Promissórias	0	6.767	4.640
4.01.01.02.15	Impacto Variação Cambial (1999)	0	16.558	0
4.01.01.02.17	Reversão de Dep. Vinculados a Litígios	0	0	537
4.01.01.02.19	Outras	(137)	583	(8.187)
4.01.02	Dos Acionistas	0	0	0
4.01.03	De Terceiros	261.279	1.702.669	69.915
4.01.03.01	Obrigações Vinculadas a Concessão	33.156	32.452	24.311
4.01.03.02	Transf. do Exig. Curto Prazo para Longo P.	(274)	939.552	18.208
4.01.03.03	Transf. de Ativos de Longo Prazo p/ Circ.	83.985	100.344	0
4.01.03.04	Redução do Realizável a Longo Prazo	32.358	0	12.605
4.01.03.06	Outras Transf. do Imob. para o Circulante	0	0	5.903
4.01.03.07	Empréstimos Obtidos	45.484	563.396	4.767
4.01.03.08	Parcelamento Especial - Lei 10.684	45.213	0	0
4.01.03.09	Aumento de Fornecedores	320	32.357	0
4.01.03.10	Receita Recebida Antecipadamente	21.037	0	0
4.01.03.11	Transf. para Circulante (Energia Livre)	0	28.182	0
4.01.03.12	Outras	0	6.386	4.121
4.02	Aplicações	681.527	1.013.102	984.537
4.02.01	Depósito Judicial	22.218	47.006	14.151
4.02.03	No Imobilizado	225.915	239.589	348.101
4.02.04	No Realizável a Longo Prazo	57.156	82.005	89.044
4.02.06	Redução do Exigível a Longo Prazo	258.364	282.079	0
4.02.07	Prog. Emerg. de Red. de Consumo de Energia	0	0	8.585
4.02.08	No Diferido	183	3.196	15.461
4.02.09	Transf. de Juros a Receber p/Longo Prazo	0	186.785	0
4.02.10	Exigível a L. Prazo/Transf.p/Circulante	76.188	161.931	473.101
4.02.11	Redução de Capital	0	0	19.219
4.02.12	Resgate de Ações	5.980	5.883	0
4.02.13	Juros s/Capital Próprio e Dividendos	13.737	0	0
4.02.14	Outras	21.786	4.628	16.875
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(260.477)	1.062.621	(968.071)
4.04	Variação do Ativo Circulante	(132.179)	461.366	195.573
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	1.084.909	623.543	427.970
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	952.730	1.084.909	623.543
4.05	Variação do Passivo Circulante	128.298	(601.255)	1.163.644
4.05.01	Passivo Circulante no Início do Exercício	1.150.784	1.752.039	588.395
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	1.279.082	1.150.784	1.752.039

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA**PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES**

Ao

Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ:
Rio de Janeiro – RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial individual (controladora) e consolidado da COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2003 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das transações e o sistema contábil e de controles internos das Companhias; (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 das Companhias, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo (1) representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2003, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Conforme detalhado na nota explicativa nº 6 (c) às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2003, a Companhia e sua controlada em conjunto têm registrados, no ativo, valores a receber no montante de R\$5.591 mil, na controladora, (R\$16.177 mil no consolidado), relativos a transações de venda de energia realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, com base em cálculos preparados e divulgados pelo MAE e/ou em estimativa preparada pela Administração quando da falta de disponibilização dessas informações. Desse montante, R\$3.834 mil, na controladora, (R\$9.794 mil no consolidado) referem-se à venda de energia a concessionárias ou permissionárias que detêm liminares para suspensão de pagamento das operações. A liquidação financeira desses valores depende de decisão de processos judiciais em andamento, movidos por empresas do setor e relativos à interpretação das regras do mercado em vigor, e os valores podem estar sujeitos a modificação. Adicionalmente, a liquidação definitiva depende, ainda, da capacidade financeira das empresas do setor em honrar seus compromissos.
5. Examinamos as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2002, apresentadas para fins de comparação e nosso parecer, datado de 17 de janeiro de 2003 (exceto quanto à nota 7 àquelas demonstrações financeiras, cuja data é 24 de janeiro de 2003) continha ressalva decorrente do diferimento de variações cambiais passivas líquidas, incorridas no primeiro trimestre de 1999, pela Companhia e sua controlada em conjunto Investluz S.A. e parágrafo de ênfase com respeito ao assunto mencionado no parágrafo 4.

Rio de Janeiro, 17 de janeiro de 2004 (Exceto no que se refere ao assunto descrito na nota explicativa nº 41 letra b, cujas datas são 12 de janeiro de 2004 e 19 de março de 2004, respectivamente).

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-SP 011609/O-S-RJ

José Carlos Monteiro
Contador
CRC-SP 100597/O-S-RJ

Mensagem do Presidente

Prezados acionistas

No ano de 2003, o setor elétrico entrou em uma fase decisiva para consolidar a recuperação econômica e financeira das companhias, assim como a definição de um novo modelo regulador que permita criar estabilidade e regras claras para fomentar as inversões a longo prazo e retribuir adequadamente aos acionistas.

Depois dos problemas de 2002 e 2001, por conta do baixo consumo, da instabilidade regulatória e com os graves problemas dos mercados financeiros e de capitais, as companhias elétricas e especialmente as distribuidoras começam a recuperar parte de suas perdas financeiras do passado. Isto, deixa a Empresa em posição mais sólida ao final do exercício.

O ano de 2003 é um marco para a CERJ. Fundamental por múltiplos aspectos, de ordem interna e externa. Mencionei alguns dos fatores que me permitem fazer tal afirmativa com tranquilidade e que vão possibilitar consolidar as bases do crescimento futuro da Companhia.

Início destacando o primeiro processo de revisão tarifária vivenciado pela Empresa após sua privatização, em novembro de 1996, conforme previsto no contrato de concessão. Revisão esta que foi realizada de acordo com as regras do setor e reflete a justa medida que tanto a administração quanto a CERJ aguardavam.

Em dezembro de 2003, foi aprovado, pelos órgãos diretivos da Companhia, um novo aumento de capital, no valor de R\$ 710 milhões, a ser realizado através da conversão de dívidas entre empresas do grupo. Haverá, portanto, importante fortalecimento da situação financeira para fazer frente aos investimentos necessários à melhoria contínua da qualidade dos serviços prestados aos seus clientes.

O avanço sem igual para a universalização dos serviços de energia elétrica, com o projeto de eletrificação rural Luz no Campo – em parceria com os governos federal e estadual – permitiu que o Estado do Rio de Janeiro se tornasse o segundo do país com maior cobertura elétrica em zonas rurais, atrás apenas do Distrito Federal. Uma realização que exigiu investimento total da ordem de R\$ 60 milhões, e amplo trabalho de divulgação, cadastro, coordenação e gerenciamento da construção de mais de cinco mil quilômetros de rede de distribuição.

A cobertura de atendimento comercial personalizado atingiu 100% do território, a partir do momento em que todos os 66 municípios da área de concessão passaram a possuir, no mínimo, um ponto de atendimento. Em paralelo, melhorias na qualidade e utilização de tecnologia permitiram maior acesso e aproximação do cliente com a empresa, por meio da criação de uma agência virtual, de melhorias no Ligue-CERJ (central de atendimento telefônico) e da instalação de terminais de auto-atendimento nas agências.

A gestão ambiental é outra vertente marcada pela concretização de uma nova política. A Empresa implementou a aplicação da Política Nacional de Meio Ambiente em toda a extensão de sua operação. Buscando cumprir toda a legislação aplicada ao tema, a Companhia manteve constante intercâmbio técnico com os órgãos ambientais federais, estaduais, municipais e com organizações não governamentais.

A CERJ consolidou ainda seu posicionamento socialmente responsável junto à comunidade onde atua. A estratégia foi marcada por iniciativas inéditas que merecem destaque, como: a implementação do programa Baixa Renda em parceria com o governo federal, auxiliando o cadastro de clientes de baixa renda junto ao município, em programas sociais do governo federal e, desta forma, possibilitando sua inscrição para ter acesso a tarifas diferenciadas de energia elétrica, com descontos de até 66%. Também merecem destaque a realização de campanhas de voluntariado, a promoção de eventos culturais como o Canto das Luzes e a Cultura da Energia, além da ampliação do trabalho de conscientização e difusão para o uso racional e seguro de energia elétrica em comunidades carentes com o SuperAção, e campanhas publicitárias de esclarecimento e informação ao cliente sobre seus direitos e deveres e a prevenção de acidentes.

Finalmente, um novo modelo de gestão e desenvolvimento de pessoas foi implementado, com resultado positivo no clima laboral, medido através de pesquisa. Dentro das mais modernas práticas, o RH passa a ocupar uma posição estratégica para o plano de transformação da organização, a fim de favorecer a visão sistêmica e o processo decisório com ganhos em qualidade e agilidade.

O resultado global e direto do conjunto de novas práticas e ações acima mencionadas é uma Empresa mais consistente, com seus recursos maximizados, olhando para adiante com expectativas positivas de consolidação deste novo rumo.

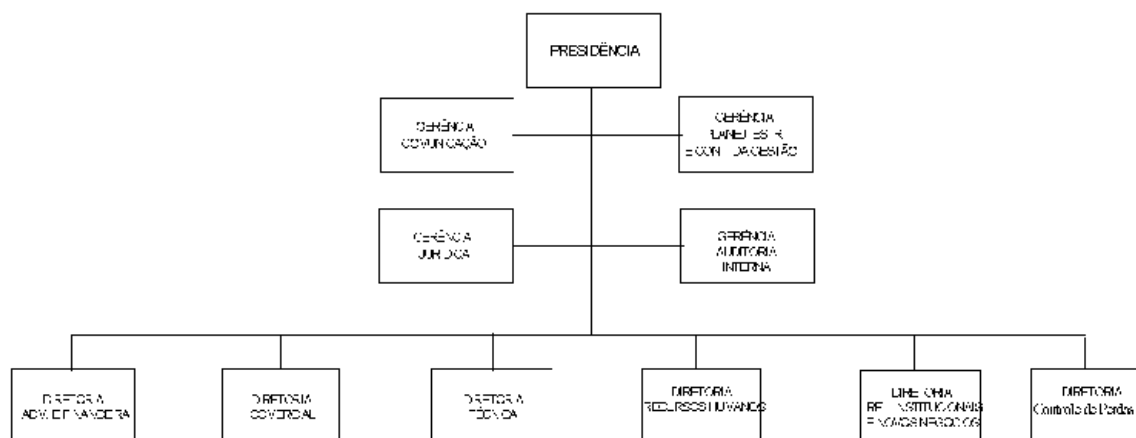
Atenciosamente,
José Inostroza
Diretor Presidente

Composição Acionária

O capital social da CERJ no ano de 2003 não sofreu alteração. Seu valor atual é de R\$ 915.424 mil, constituído de 2.895.563.869.685 ações ordinárias distribuídas em 2.892.600.938.285 ações nominativas e 2.962.931.400 ações ao portador, aguardando substituição por nominativas, já totalmente integralizadas.

ACIONISTAS	% CAPITAL VOTANTE
ENERSIS S/A AGÊNCIA	40,03
CHILECTRA S/A AGÊNCIA	19,62
LUZ DE RIO LTDA	12,89
ELETRICIDADE DE PORTUGAL INTERNACIONAL SGPS	11,27
ENDESA INTERNACIONAL S.A.	10,39
ENDESA INTERNACIONAL ENERGIA	3,19
OUTROS (PESSOA FÍSICA E JURIDICA)	2,61
TOTAL	100,00

Estrutura Organizacional



Área de Concessão

A CERJ é uma companhia distribuidora de energia elétrica, com atuação no Estado do Rio de Janeiro, que atende a uma população estimada de seis milhões de habitantes em 66 municípios. Sua área de concessão engloba 31.741 km², o que corresponde a 73,3% do território do Estado.

Além dos clientes, a CERJ supre a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo - Cenf, distribuidora de energia responsável pelo atendimento ao município de Nova Friburgo, região serrana do Estado.

A área de concessão da CERJ é caracterizada por uma relativa diversidade geográfica, com regiões de baixada, serra e litoral. Para facilitar a gestão, foram criadas quatro regionais: Oceânica, Guanabara, Serrana e Norte. Assim, a Companhia se adapta de forma mais eficaz às características particulares de cada região, criando melhores condições para a satisfação das necessidades dos seus clientes e para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

REGIONAL OCEÂNICA (RO)

É responsável pelo abastecimento de duas áreas onde estão localizadas as 12 principais cidades de veraneio e atração turística do litoral do Estado. Atende, também, à cidade de Niterói, antiga capital do Estado, onde se localiza a sede da CERJ. Em 2003, esta regional obteve um crescimento de 7,4% no número de clientes faturados em relação ao exercício anterior, totalizando 571.294 clientes.

REGIONAL GUANABARA (RG)

Localizada na parte central do Estado do Rio de Janeiro, cobre parte da Baixada Fluminense, abrangendo uma área com nove municípios predominantemente urbanos. Ao fim de 2003, esta regional era responsável por 617.610 clientes, com um incremento no número de clientes faturados em relação ao ano anterior de 7,2%.

REGIONAL SERRANA (RS)

Abrange duas áreas geograficamente separadas, com características de relevo acidentado. Em sua parte oeste, estão instaladas importantes indústrias que contribuem para o desenvolvimento econômico do Estado do Rio de Janeiro. Ao fim de 2003, os 12 municípios sob sua responsabilidade apresentaram crescimento de 5,1% no número de clientes faturados, totalizando 247.512 clientes.

REGIONAL NORTE (RN)

Correspondendo a 60,2% da área de concessão da CERJ, é a regional responsável pelo atendimento de 33 municípios situados em regiões essencialmente rurais de baixa densidade populacional e reduzida atividade econômica. Em 2003, esta regional obteve um crescimento de 7,9% no número de clientes faturados em relação ao exercício anterior, atendendo 468.784 clientes ao fim do ano.

O Setor Elétrico em 2003

Durante 2003, o governo federal iniciou a reformulação do modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Essa reformulação originou-se da necessidade de um modelo para o setor que seja capaz de incentivar a expansão e a universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica, assim como de garantir resultados favoráveis no tocante à modicidade tarifária.

Em fevereiro de 2003, o Ministério de Minas e Energia (MME) criou um grupo de trabalho com o objetivo de assessorá-lo na formulação de um modelo para a reforma institucional do Setor Elétrico. Com base no trabalho desse grupo, em julho de 2003, foi publicado um relatório denominado “Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico”, que teve suas diretrizes básicas aprovadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Entre as principais diretrizes básicas, podemos destacar a prevalência do conceito de serviço público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores cativos, a modicidade tarifária, a restauração do planejamento da expansão do sistema, a mitigação dos riscos sistêmicos e a universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade.

Em dezembro de 2003, foram apresentadas ao Congresso Nacional duas Medidas Provisórias (MPs), que posteriormente foram convertidas em lei após tramitarem pela Câmara dos Deputados e o Senado Federal, contendo os principais pontos da proposta do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Cabe ressaltar que tal lei ainda será regulamentada através de decretos, portarias e resoluções a serem publicados ao longo do ano de 2004.

Dentro dos principais temas definidos do Novo Modelo do Setor Elétrico, podemos destacar:

- Garantir o suprimento de energia a custo mínimo para a sociedade, que é a principal meta dessa nova proposta. Para atingir esse objetivo, optou-se por incentivar a expansão do setor através da garantia de receita ao gerador e do financiamento a longo prazo das novas usinas, além de garantir o menor custo possível por meio de licitação de concessão de geração e da priorização das usinas de menor custo no planejamento. Também está previsto o planejamento de suprimento de energia, a curto e longo prazo, considerando toda a matriz energética do país.
- Revisão do conceito de risco de operação do setor, instituindo a revisão das energias asseguradas das usinas, com regras mais realistas e exigindo a contratação da totalidade das necessidades do mercado dos distribuidores e comerciantes. Para acompanhar o desempenho do planejamento e sugerir correções de desvios conjunturais entre oferta e demanda, foi criado o Comitê de Monitoramento, que contará com participação de diversos agentes do setor.
- Garantir a modicidade tarifária, através de diversas ações propostas, dentre as quais podemos destacar a obrigatoriedade do distribuidor de contratar energia por meio de licitações em bloco com outros distribuidores. Essa ação visa a obter economias de escala, distribuir riscos e benefícios contratuais e equalizar as tarifas de suprimento desses distribuidores. Também deverão ser apresentadas garantias para todos os contratos de compra de energia, minimizando assim o risco do gerador e, conseqüentemente, o custo de transação.
- Medidas diversas que visam a reduzir o risco do mercado, como por exemplo, a determinação de prazo para retorno de cliente livre condizente com as regras de contratação do distribuidor, visando a não redução da concorrência no ambiente livre; e a criação de regras que poderão facilitar o controle da inadimplência, como a possibilidade de se exigir um depósito caução ou vincular ao imóvel a conta de energia.
- Ficará a cargo do CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – a administração do mercado, que substituirá o MAE, absorvendo suas funções de registro dos contratos de compra de energia, contabilização do mercado e liquidação de diferenças no curto prazo.

Comportamento do Mercado

A CERJ registrou 7,1% de crescimento no número de clientes atendidos em relação a 2002. Aproximadamente 127 mil novos consumidores foram incorporados ao sistema, totalizando aproximadamente 1.905.200 clientes em dezembro de 2003.

A energia vendida em 2003 apresentou um crescimento de aproximadamente 4,1% em relação a 2002. Assim como no ano passado, a manutenção dos hábitos de economia obtidos durante o racionamento de 2001 não permitiu um crescimento expressivo do consumo. Todavia, o aumento da tarifa em 28,6% em 2003, conjugado com o aumento de 4,1% do volume, permitiu um aumento do faturamento em 33,3% em relação ao ano anterior.

Clientes (em milhares – posição ao final de dezembro)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Quantidades	1.452	1.559	1.581	1.691	1.778	1.905

Energia faturada

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
(em GWh)	7.208	7.722	7.656	6.997	6.822	7.101

Demanda máxima (MW)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Quantidades	1.499	1.526	1.621	1.649	1.524	1.581

Cientes faturados por classe de consumo

Classe:	2002	2003	Variação	Composição
Residencial	1.587.778	1.716.199	8,09%	90,08%
Industrial	5.920	5.675	-4,14%	0,30%
Comercial	137.306	133.539	-2,74%	7,00%
Rural	38.280	39.904	4,24%	2,09%
Outros (vide nota 31)	9.120	9.881	8,34%	0,53%
Revenda	3	4	33,33%	0,00%
Total	1.778.407	1.905.202	7,13%	100,00%
Faturamento (R\$ mil)				
Classes	2002	2003	Variação	Composição
Residencial	805.243	1.039.962	29,15%	45,83%
Industrial	285.258	375.424	31,61%	16,54%
Comercial	376.541	591.422	57,07%	26,06%
Rural	27.711	38.236	37,98%	1,69%
Outros (vide nota 31)	135.294	190.954	41,14%	8,41%
Revenda	72.196	33.221	-53,98%	1,47%
Total	1.702.243	2.269.219	33,31%	100,00%

Número de clientes faturados por regional

Regional	2002	2003	Variação	Composição
Oceânica	531.937	571.292	7,4%	30,0%
Norte	434.567	468.784	7,9%	24,6%
Guanabara	576.320	617.610	7,2%	32,4%
Serrana	235.583	247.512	5,1%	13,0%
Total	1.778.407	1.905.202	7,1%	100,00%

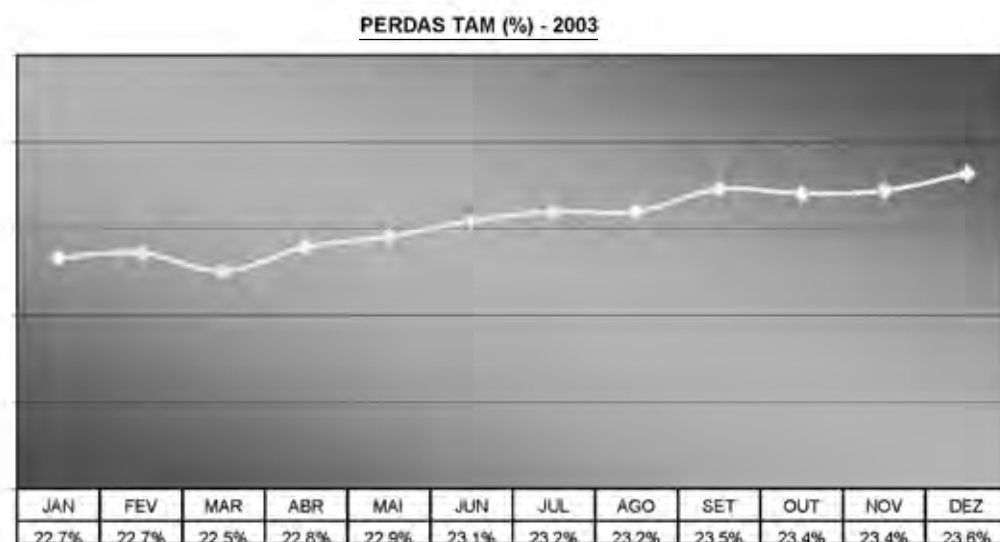
Vendas (em MWh)

Classe	2002	2003	Variação	Composição
Residencial	2.745.138	2.876.271	4,8%	38,9%
Industrial	1.729.425	1.759.989	1,8%	23,8%
Comercial	1.364.089	1.398.529	2,5%	18,9%
Rural	198.080	209.388	5,7%	2,8%
Outros (vide nota 31)	799.203	872.291	9,1%	11,8%
Revenda	309.908	282.014	-9,0%	3,8%
Total	7.145.843	7.398.482	3,5%	100,00%

Controle de Perdas

Em 2003, manteve-se a metodologia aplicada para o cálculo de perdas de energia, tendo como critério compras menos vendas, sem consumo não registrado (CNRs), e levando-se em conta os consumos de energia lidos (energia circulante). Esta metodologia está em vigor desde o ano de 2000.

No ano de 2003, o aporte de energia dos clientes normalizados (grandes clientes em áreas de altas perdas e clientes comerciais/residenciais) chegou a aproximadamente 77GWh em comparação com o ano de 2002. No entanto, o índice de perdas TAM(Taxa Anual Móvel) aumentou de 22,6% em dezembro de 2002 para 23,6% ao final de 2003. O aumento das perdas se deve principalmente às ações destinadas a controlar o aumento da inadimplência originada pela alta de 28,6% nas tarifas (efeito contracorrente). Como resultado do aumento de preços, incrementaram-se as conexões clandestinas dos clientes cortados ou retirados por dívida, gerando uma perda estimada em aproximadamente 154 GWh, e que anulou o efeito das normalizações realizadas.



Nas áreas de altos índices de perdas (PIMT), foram atendidos 132.003 clientes (10% acima das metas) e normalizados outros 53.850 clientes (8% acima das metas). Nas áreas de normalização tradicional, foram inspecionados 515.805 clientes (33% acima das metas), gerando 159.763 normalizações (49% acima das metas). Quanto aos grandes clientes, foram inspecionados 14.477, e realizadas 1.409 normalizações.

No ano de 2003, realizou-se a instalação de quase 6 mil medições em transformadores de distribuição em áreas de altas perdas, as quais permitiram focalizar os bairros mais problemáticos e segmentar as perdas por zona geográfica/tipo de cliente. Outras realizações importantes foram as melhorias em sistemas informatizados e as otimizações de processos (Projeto Araribóia e Projeto de Sistemas Informatizados), que permitiram melhorar a eficiência, aumentar a efetividade na detecção do furto (desde níveis inferiores a 20% no primeiro trimestre a valores superiores a 27% no último trimestre) e incrementar a produtividade individual das equipes (de 13,4 inspeções diárias em maio até 15,8 em novembro). Adicionalmente, foi intensificada a ação jurídica e policial sobre os furtadores, totalizando 177 novos inquéritos e 55 prisões no ano.

Cabe ressaltar também que, no ano de 2003, iniciou-se um estudo por parte da Universidade Federal Fluminense e da Fundação Getúlio Vargas para estabelecer as causas sociais e as possíveis soluções do problema de furto em zonas de altas perdas. Finalmente, foram criadas e lançadas soluções inovadoras para a redução das perdas:

- A rede DAT (Distribuição Aérea Transversal) para minimizar a conexão fraudulenta de clientes em zonas de altas perdas.
- Novas tecnologias de alarme e medição remota para maior controle dos grandes clientes.
- Novas ações para o tratamento das áreas carentes (censo massivo para a aplicação de tarifa de baixa renda, reforma de instalações internas de clientes, acordos com órgãos governamentais para pagamento do consumo em morros e favelas).

Tarifa

Durante o ano de 2003, a ANEEL procedeu à primeira Revisão Periódica das Tarifas da CERJ conforme previsto no contrato de concessão, com vistas a estabelecer o novo patamar de Equilíbrio Econômico e Financeiro (EEF) da Concessionária.

Diferentemente dos processos de Reajustes Tarifários anuais (IRT), realizados desde a privatização até o ano de 2002, a Revisão Tarifária tem por objetivo não somente o repasse dos custos da Parcela A (custos não-gerenciáveis), como, primordialmente, a redefinição da composição dos custos da chamada Parcela B (custos gerenciáveis).

A Parcela B definida pela Aneel destina-se à cobertura dos custos operacionais, impostos, depreciação dos ativos e à remuneração do capital investido. Destaca-se o conceito de Empresa Modelo desenvolvido pelo regulador para a identificação dos custos operacionais ditos eficientes a serem repassados à tarifa.

Por definição, a Empresa Modelo é uma empresa “espelho” da Concessionária, atuando sob as mesmas condições que a Companhia de Distribuição, cujo dimensionamento e custos são otimizados, e, portanto, representariam o valor “justo” a ser repassado aos consumidores.

Este processo resultou, em 31 de dezembro do referido ano, no reposicionamento médio das tarifas em 15,52%.

Neste processo, definiu-se ainda, em caráter provisório, a componente X e do Fator X, conforme Resolução ANEEL n.º 726,24 de dezembro de 2003, previsto no contrato de concessão, em 1,29%. A aprovação definitiva da Aneel sobre a base de remuneração e cálculo dos demais componentes do Fator X, deverá ocorrer somente no próximo Reajuste Tarifário Anual da CERJ, em dezembro de 2004.

Excepcionalmente neste reposicionamento tarifário, a conta de variação dos custos de compra de energia (CVA) teve sua aplicação suspensa, sendo diferida para os dois próximos anos. O valor total acumulado será corrigido pela Selic até o seu efetivo recebimento. Em compensação, o distribuidor passou a ter direito a um financiamento via BNDES com os mesmos prazos, condições de pagamentos e correções da CVA diferida.

Economia & Finanças

A Receita Operacional Líquida da CERJ apresentou um aumento de R\$ 237 milhões, totalizando R\$ 1.538 milhões contra R\$ 1.301 milhões em 2002. Entre as principais razões que contribuíram para este resultado destacam-se:

- Crescimento de 37% (R\$ 604 milhões) da receita faturada da CERJ, proveniente fundamentalmente do reajuste tarifário de 28,56%;
- Aumento de 4,1% da demanda de energia elétrica da Companhia, o que delineia um relaxamento da sociedade para com a disciplina econômica adquirida durante o período de racionamento em 2001;
- Aumento substancial da parcela referente ao subsídio concedido pelo governo federal à subclasse Residencial Baixa Renda (R\$ 33 milhões) devido principalmente ao aumento do número destes clientes;
- Receita pelo Uso da Rede, parcela não coberta pela tarifa do exercício 2002, que representou um aumento de R\$ 4 milhões na receita operacional da Companhia;
- Aumento de 5% de outras receitas relativas a serviços taxados e outros.

Estes efeitos positivos foram atenuados por:

- Diminuição da receita relativa ao suprimento de energia, proveniente da perda de 25% dos contratos iniciais supridos pela CERJ;
- Aumento da carga tributária de 25% em 2002 para 29% em 2003 (R\$ 653 milhões).

O prejuízo do Serviço Público de Energia Elétrica em 2003 foi de aproximadamente R\$ 16 milhões em relação ao lucro de R\$ 39 milhões do ano anterior. Entre os motivos que afetaram os resultados destacam-se:

- Aumento de 42% das despesas com compra de energia (R\$ 276 milhões), devido a maior demanda e ao incremento de 25% na compra de “energia nova” (mais cara), em relação a 2002. A metodologia de reajuste tarifário não permitiu o repasse integral desses custos à tarifa de fornecimento em 2003;

- Maior volume de outras despesas operacionais, da ordem de 10% (R\$ 3 milhões);
- Aumento de 9% do custo de pessoal, devido principalmente à reajuste dos salários e ao aumento do número de empregados da Companhia;
- Crescimento médio de 7% do custo de serviços de terceiros.

O Resultado Financeiro apresentou uma recuperação de 26% em relação ao ano de 2002, pela redução de R\$ 94 milhões do prejuízo de R\$ 360 milhões auferidos no ano anterior. Os principais motivos deste resultado positivo foram:

- Valorização do real frente ao dólar, proporcionando um resultado positivo de R\$ 102 milhões em contraposição ao resultado negativo de R\$ 641 milhões de 2002;
- Aumento de 42% dos acréscimos moratórios, que foram de R\$37 milhões em 2003, em comparação a R\$ 26 milhões do ano anterior.

Indicadores

	Unidade	2002	2003	Variação
Mercado				
Faturamento	GWh	7.398	7.146	252
Receita Operacional Bruta - energia elétrica	R\$ MM	1.653	2.257	604
Clientes	Milhares	1.778	1.905	127
Demanda	MW	1.524	1.581	57
Eficiência				
Trabalhadores	N °	1.451	1.517	66
Clientes/Trabalhador	N °	1.226	1.256	30
Perdas	%	22,6	23,6	1,1
Qualidade				
DEC	Horas	24,36	22,21	-2,15
FEC	N °	19,97	17,02	-2,95
Resultado				
Serviço Público de Energia Elétrica	R\$ MM	38,8	-15,97	-54,77
Líquido	R\$ MM	-386,02	-75,38	310,64

Investimentos e Aspectos Técnicos

Em 2003, foram capitalizados aproximadamente R\$ 177 milhões destinados à melhoria dos sistemas técnicos, comerciais e de gestão, em comparação aos R\$ 178 milhões de 2002.

Os principais investimentos da CERJ em 2003 foram:

- Ampliação da Subestação (SE) de Macabu (69/34, 5kV) com a substituição do transformador de 6,25 MVA por dois transformadores de 5,0 MVA, nos municípios de Santa Maria Madalena e Trajano de Moraes, e localidades de Tapera e Glicério;
- Ampliação da SE Nossa Senhora de Ajuda (69/13,8kV) com a substituição de um transformador de 7,5 MVA por outro de 12,5 MVA, uma nova saída em 15kV e um novo alimentador de média tensão, no município de Macaé.
- Lançamento do segundo circuito da Linha de Transmissão (LT) Entroncamento Araruama/Iguaba (69 kV), com 8,7 km de extensão, e ampliação das instalações de transmissão da SE Entroncamento Araruama com a construção de uma nova saída de LT em 69kV;
- Recapitação dos dois circuitos da LT Rocha Leão (Furnas /CERJ), com 1,5 km de extensão, com a substituição dos cabos condutores por cabos condutores termo-resistentes, que aumentam a capacidade de transmissão.

Além dos investimentos citados acima, foram incorporados ao sistema 14,83 MVA de potência e 9 alimentadores.

Para atender a novos clientes e melhorar a qualidade do sistema, a rede de distribuição ganhou 2.533 km em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) e 7.358 transformadores de distribuição. Também foram instalados 16 religadores microprocessados de MT em substituição aos convencionais, 10 bancos de reguladores de tensão nos barramentos de MT em sete subestações e cinco bancos de reguladores de tensão nos alimentadores de MT.

Em continuidade ao Programa Luz no Campo, implantado em parceria da CERJ com o governo do Estado do Rio de Janeiro e a Eletrobrás, em 2003 foram incorporados 3.672 clientes, 630 km de rede MT e BT, 2.466 transformadores de distribuição e 10.315 postes; totalizando a interligação de 20.087 clientes e perfazendo um investimento de aproximadamente R\$ 56 milhões nos três anos do Programa.

REDE SUBTERRÂNEA

A CERJ desenvolveu projetos para introdução de rede subterrânea no seu sistema elétrico. Em 2003, foram incorporados ao sistema da CERJ 2 km de redes subterrâneas de MT e 8,1 km de BT, nos municípios de Macaé, Rio das Ostras e Petrópolis. Esses projetos representaram um investimento R\$ 3,7 milhões e 1.875kVA instalados.

NOVAS TECNOLOGIAS - REDUÇÃO DE PERDAS

A CERJ elegeu o ano de 2003 como marco para início de um programa mais efetivo de combate ao furto de energia. Dentre as várias iniciativas tomadas neste sentido, verificou-se que boa parte do furto de energia é resultado de ligações clandestinas realizadas diretamente na rede elétrica. Visando a dificultar este tipo de ligação e minimizar as perdas de energia, a CERJ desenvolveu um novo padrão de rede com tecnologia DAT (Distribuição Aérea Transversal). A rede DAT altera significativamente o conceito atual de rede adotado como padrão pelas empresas de distribuição. Esta nova tecnologia tem como conceito principal a elevação da altura da rede de baixa tensão ao mesmo nível da rede de média tensão, o que inviabiliza o acesso às ligações clandestinas, inibindo o furto e contribuindo para a redução dos índices atuais de perda de energia da CERJ. Em 2003, como projeto piloto, foram realizadas 4 mil ligações com este novo padrão, totalizando investimentos de cerca de R\$ 2,5 milhões. Este projeto piloto atestou a eficácia da nova tecnologia, viabilizando sua adoção como importante trunfo no programa de combate às perdas de energia da CERJ para os próximos anos.

Gestão Ambiental

Sempre com o intuito de obter melhorias no seu sistema de gestão ambiental, a CERJ, em 2003, passou a aplicar a Política Nacional de Meio Ambiente em toda a extensão de sua operação. Buscando cumprir toda a legislação aplicada ao tema, a Companhia manteve um constante intercâmbio técnico com todos os órgãos ambientais federais, estaduais, municipais e organizações não governamentais (ONGs). Foram também promovidas diversas visitas às instalações da Companhia para troca de informações e aprimoramento das atividades que apresentavam riscos de impactos socioambientais.

As principais ações realizadas nesta área de gestão foram as seguintes:

- Conclusão da construção das caixas coletoras e separadoras de óleo isolante de transformadores nas seguintes subestações: Entroncamento Rio da Cidade, Guaxindiba, Portão do Rosa, Porto do Carro, São Pedro da Aldeia, Augusto Vieira e usina hidrelétrica de Areal;
- Construção de fossas sépticas nas usinas hidrelétricas de Piabanha e Areal;
- Armazenamento e acondicionamento de aproximadamente quatro toneladas de terra *fuller*, que serão processadas durante o ano de 2004;
- Estudos complementares ambientais para a recapacitação da usina hidrelétrica de Tombos, em cumprimento às exigências do órgão licenciador ambiental;
- Elaboração de um manual técnico de podas de árvores urbanas;
- Elaboração de um guia prático de arborização urbana que compatibilize a rede elétrica com a arborização;
- Conclusão do trabalho sobre a metodologia para avaliação dos efeitos dos campos elétricos e magnéticos e de emissão de ruídos acústicos sobre a população adjacente à instalação de alta tensão;
- Elaboração do anteprojeto de desenvolvimento de técnicas para conservação do solo e recuperação de áreas degradadas do entorno de reservatórios, estudo de caso para a usina hidrelétrica de Tombos;
- Iniciado o trabalho de Auditoria Ambiental na usina hidrelétrica de Franca Amaral, em cumprimento às exigências do órgão licenciador ambiental.

- Assinatura com o Ibama e a ONG Sociedade Brasileira de Bromélias, de um contrato de prestação de serviços de mobilização e prevenção de incêndios, visando à preservação da Mata Atlântica em Petrópolis.
- Estímulo à consciência ambiental na gestão da CERJ, com a comemoração do Dia Mundial do Meio Ambiente e a realização de palestras sobre o tema para os funcionários.
- Assinatura com o Ministério Público, Feema, Serla e empreendedores da região, do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) visando ao controle e à fiscalização de ocupações irregulares na área de preservação ambiental de Massambaba, nos municípios de Saquarema, Araruama e São Pedro da Aldeia.

Pesquisa e Desenvolvimento

Através do nosso Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), em atendimento à Lei 9.991/2000, buscamos alcançar soluções inovadoras que possibilitem ganhos de qualidade e competitividade na atividade de distribuição de energia elétrica.

A partir de convênios firmados entre a CERJ e centros de excelência em pesquisa, como LACTEC, UFRJ, COPPE, UFF, USP e PUC, são realizados projetos de desenvolvimento de qualidade e inovações tecnológicas.

Em 2003, foram investidos mais R\$ 3,4 milhões em projetos de P&D, que tiveram como destaque a diversidade dos temas abordados. Além dos projetos desenvolvidos nas áreas técnicas, também foram desenvolvidos projetos com foco nas áreas comercial, controle de perdas, inadimplência e satisfação do cliente.

Projetos de maior destaque dentro do Programa de P&D:

DISTRIBUIÇÃO

- Desenvolvimento de sistema para gerenciamento e otimização das ações de manutenção em redes de distribuição.
- Desenvolvimento de conversores estáticos monofásicos para trifásicos aplicados em acionamento e eletrificação rural.
- Desenvolvimento de um sistema de monitoramento de corrente para classe de tensão de 13,8 a 138 kV.
- Avaliação de sistemas de distribuição de energia submersos: estudo de caso em área modelo.

TRANSMISSÃO

- Desenvolvimento experimental de protótipos de nova família otimizada de estruturas de transmissão de energia elétrica.
- Desenvolvimento de dispositivo para telemonitoramento de pontos críticos de linhas de transmissão.
- Novas técnicas em compatibilidade eletromagnética para subestações.

GERAÇÃO

- Desenvolvimento de metodologia de medição contínua de rendimento em gerador hidráulico de energia elétrica.
- Desenvolvimento de tecnologia para inspeção de túnel de adução utilizando robôs subaquáticos de operação remota.
- Estudos e desenvolvimento de metodologia de avaliação de instrumentação para barragens de pequeno porte em concreto.

COMERCIAL

- Desenvolvimento de modelos digitais para estudo dos impactos na média e baixa tensão devido a equipamentos eletroeletrônicos e cargas não lineares.
- Desenvolvimento de instrumento para monitoramento de qualidade de energia.

PERDAS E INADIMPLÊNCIA

- Desenvolvimento de novas alternativas para redução de inadimplência e perdas comerciais em regiões socialmente desfavorecidas.
- Desenvolvimento de sistema para caracterização da demanda de transformadores de distribuição em ambiente de altas perdas comerciais.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

- Desenvolvimento de ferramenta e alternativas para monitoramento e avaliação da satisfação dos consumidores da CERJ.

Eficiência Energética

Os projetos de eficiência energética implementados pela CERJ em 2003 geraram investimentos da ordem de R\$ 4,9 milhões. Este montante foi aplicado em projetos como:

ILUMINAÇÃO PÚBLICA EM MUNICÍPIOS

Através do Programa RELUZ, está sendo modernizado o parque de iluminação pública do município de Petrópolis. Neste sentido, estão sendo substituídas as lâmpadas de vapor de mercúrio, mistas e incandescentes por equipamentos de vapor de sódio de alta pressão e relés fotoeletrônicos de última geração, com maior eficiência. A conclusão do projeto trará economia de energia da ordem de 3.758,44 MWh/ano e uma redução de demanda de 867,22 KW.

Este projeto também teve como meta estreitar o relacionamento entre a CERJ, o poder público local e as populações dos municípios, tendo como base a melhoria da qualidade de vida dos habitantes. Apenas em iluminação pública, a CERJ investiu em 2003 aproximadamente R\$ 3,8 milhões.

SUBSTITUIÇÃO DE LÂMPADAS INCANDESCENTES EM RESIDÊNCIAS

Aproximadamente 44 mil lâmpadas fluorescentes compactas de 15 W foram instaladas em residências de baixo poder aquisitivo em substituição às incandescentes de 60 W, gerando uma economia de 75% por lâmpada trocada. Esse projeto também abrangeu 16 instituições que trabalham com cidadãos em situação de risco social nos municípios de Niterói, São Gonçalo e Petrópolis. Este projeto gerou uma economia de energia de 6.570 MWh/ano e uma redução de demanda na ponta de 2.232 KW.

A distribuição foi acompanhada de palestras realizadas nas associações de moradores, abordando temas relacionados ao combate ao desperdício de energia elétrica. Também foram distribuídos folhetos explicativos e brindes com orientação sobre como reduzir o desperdício. O investimento na substituição de lâmpadas totalizou R\$ 425 mil.

PROCEL NAS ESCOLAS

Utilizando a metodologia “A Natureza da Paisagem”, o projeto Procel nas Escolas implementa o tema “Educação para o Combate ao Desperdício de Energia Elétrica” junto aos estudantes de nível fundamental e médio. Em 2003, 60 escolas e 42 mil alunos foram atendidos pelo programa, que também capacitou 540 professores como multiplicadores. O investimento no Procel nas Escolas foi de R\$ 146 mil.

AQUECIMENTO SOLAR

Este ambicioso projeto teve como finalidade substituir os sistemas convencionais de aquecimento de água, principalmente chuveiros elétricos, por sistemas baseados em aquecimento solar com complementação elétrica (*boiler*). Com a ação, a CERJ espera reduzir significativamente a demanda de energia elétrica no horário de ponta. Em 2003, as instituições beneficiadas foram a Casa Magdala, que é uma instituição envolvida no atendimento a pessoas portadoras do vírus da Aids, e a Sociedade Pestalozzi, que atende pacientes com deficiência mental, em sua maioria crianças, ambas situadas em Niterói. Os sistemas instalados têm capacidade para aquecer em média cinco mil litros, o que potencializou o número de atendimentos em ambas as instituições. Neste projeto, foram investidos R\$ 184 mil e foi gerada uma economia de até 11.549,8 kWh/mês.

AGENTE CERJ EM COMUNIDADES POPULARES

O projeto teve como objetivo principal orientar a população de baixo poder aquisitivo quanto à formação de cultura de combate às perdas de energia, à redução da inadimplência e o uso racional de energia elétrica. Através de palestras educativas, orientando e apresentando os riscos advindos das ligações clandestinas (fraudes) e anomalias e disfunções no fornecimento de energia elétrica, buscou-se uma conscientização dos cidadãos em relação a esses problemas dentro de um contexto social. Além de incentivar o uso de equipamentos eficientes, o programa também fornece informações relevantes sobre segurança, substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas, instalação de interruptores eficientes, substituição do chuveiro elétrico convencional por ducha eletrônica, reforma das instalações internas e a troca de borrachas de vedação de geladeiras, entre outras.

Outro objetivo do projeto é demonstrar a importância da adequação do gasto com energia à capacidade de pagamento, buscando a redução da inadimplência através da disciplina de mercado e do estreitamento da relação entre a CERJ e os clientes. Foram investidos neste projeto, em 2003, R\$ 849 mil.

Aspectos Comerciais

ATENDIMENTO AOS CLIENTES

O ano de 2003 foi de suma importância para o atendimento comercial, pois se atingiu a cobertura de 100% dos municípios com atendimento comercial personalizado. Além disso, foram realizadas inúmeras melhorias tecnológicas e de qualidade com o objetivo de tornar o atendimento mais eficiente e maximizar a satisfação dos clientes.

Neste sentido, destacam-se as seguintes melhorias:

- Implantação de 27 novos postos de atendimento (CERJ-Fácil), sendo 20 em novos municípios, totalizando 100% de cobertura nos 66 municípios abrangidos pela área de atendimento da CERJ.
- Abertura de 30 novas linhas telefônicas.
- Criação de 24 novas posições de atendimento, ou seja, um aumento de 20% em relação a 2002.
- Implementação da URA (Unidade de Resposta Audível), que permitiu melhoras significativas do tempo médio de espera (TME) e no índice de abandono. O TME diminuiu de 94 segundos em março para 13 segundos em abril, e o índice de abandono passou de 26,2% para 6,1% nos mesmos meses.
- Implantação da solicitação de segunda via de conta através da URA.
- Criação de um canal específico para denúncias, contribuindo para o combate ao furto de energia.
- Treinamentos de qualificação de todos os executivos de atendimento.

Entre os resultados obtidos com essas melhorias em 2003, com relação a 2002, podemos destacar:

- Aumento das ligações atendidas em 13,4%.
- Diminuição do TME em 26%.
- Diminuição do índice de abandono em 11,93%.

Evolução Ligue - CERJ / 2003			
	2002	2003	%
Operadores	165	199	20,60%
Recebidas	3.450.145	4.014.236	16,35%
Atendidas	3.061.940	3.473.790	13,45%
TMA	0:03:08	0:03:29	12,37%
TME	0:00:46	0:00:34	-26,09%

Com relação à Ouvidoria da CERJ, o ano de 2003 foi de muitas conquistas e vitórias. Foram solucionadas 8.235 reclamações de clientes interpostas pela Aneel, incluídas as reclamações pendentes do ano anterior. Neste mesmo período, recebemos 7.878 novas solicitações. É importante ressaltar que a partir de agosto não registramos respostas de reclamações pendentes fora do prazo, uma meta determinada para o ano de 2003 e conquistada com êxito pela equipe responsável. Conforme acordado com a Aneel, nos meses de novembro e dezembro, realizamos 132 atendimentos diretos aos clientes sem a necessidade do registro dessas reclamações por essa Agência, fortalecendo assim a imagem da Empresa e minimizando custos.

	Jan	Dez	% (Dez/Jan)
Reclamações Totais	15.234	13.899	-8,77%
Reclamações Aneel	951	360	-62,14%

OPERAÇÃO COMERCIAL

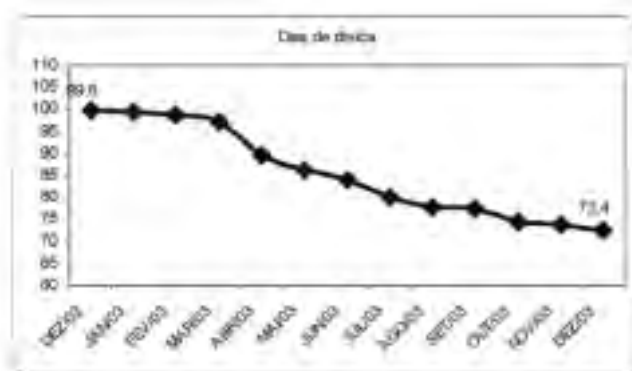
As operações comerciais se destacaram em 2003 pelo forte controle sobre inadimplência/perdas de receita, através de ações operativas e administrativas que permitiram uma grande melhoria no comportamento de pagamento de nossos clientes.

Dentre os principais resultados obtidos em 2003, em comparação a 2002, podemos destacar:

- Aumento de 8% na atividade de corte, totalizando 960 mil cortes no ano. Além disso, a efetividade de corte subiu de 47% no primeiro trimestre do ano para 75% no último trimestre.



- Diminuição dos tempos de reposição de 48 para 18 horas, e incorporação dos serviços de religação de urgência.
- Retirada de 19 toneladas de ramal clandestino e recuperação de receita de 26.018 clientes.
- Aumento da fiscalização dos serviços de corte em 5%, com redução do índice de cortes falsos de 25% para 5% dos casos inspecionados.
- Incremento de 38% na arrecadação, que totalizou cerca de R\$ 2,3 bilhões.
- O índice médio de cobrabilidade foi de 97,4%, sendo que este ano o cálculo engloba a cobrança de R\$ 4.543 milhões (consumos não registrados), que em 2002 não se faturavam.
- Crescimento do número de contas pagas em 466 mil unidades.
- Diminuição dos dias de dívida em 27%. São 72,4 dias em dezembro de 2003 em comparação a 99,8 dias de dívida em dezembro de 2002.



- Parcelamento de R\$144 milhões em dívidas e diminuição do número de dívidas vencidas – de 6% no primeiro trimestre para 1,9% no quarto trimestre de 2003. Esses resultados permitiram lograr níveis mais adequados de cobrabilidade em zonas críticas como Niterói e Marica.
- Distribuição de prêmios, por sorteio, a clientes que estavam em dia com o pagamento de suas contas.
- Aumento de 39% dos clientes cadastrados como classe baixa renda, que possuem contas subsidiadas pelo governo. O número de clientes nesta categoria, criada pela Lei 10.438 (resoluções 246 e 485) de abril de 2002, passou de 416.094 em dezembro de 2002 para 577.206 em dezembro de 2003. Sua participação é de 29% do total de clientes ativos da Companhia.
- Aumento do índice médio anual de leitura (TAM) de 96,4% em 2002 para 98,4% em 2003.
- Diminuição de 90% no número de refaturamentos da Companhia. Em 2003, o número de refaturamentos da CERJ foi de 1,4% do total das contas emitidas.

Além dos resultados acima apresentados, em 2003 a CERJ adquiriu mais dois agentes alternativos de arrecadação em sua área de concessão. Os novos parceiros apresentam preços de tarifas mais baixos, chegando a uma diminuição na ordem de 35% no valor da cada conta arrecadada. O número de contas arrecadadas por esses agentes passou de 75 mil no início da operação para 175 mil no final do ano. Também foram abertos 310 pontos novos de arrecadação, o que está ajudando a Companhia a aproximar-se mais de seus clientes.

Recursos Humanos

O ano de 2003 marcou o início do processo de mudança na política de Gestão de Recursos Humanos (RH) da CERJ. Dentro das mais modernas práticas de gestão de pessoas, o papel do RH deixa de ser burocrático e normativo, e passa a ocupar uma posição estratégica para o plano de transformação da Companhia.

Os resultados do trabalho já podem ser percebidos na melhoria do clima organizacional, medida através de pesquisa de opinião, que indicou um avanço de 44% no grau de satisfação dos funcionários da CERJ com relação à pesquisa realizada em 2002.

As metas para 2004 são ousadas e o objetivo é desenvolver um sistema integrado de gestão de pessoas que permita promover uma transformação empresarial contínua e sustentada. Este sistema tem como função principal identificar as competências necessárias para o correto alinhamento do capital humano à estratégia empresarial.

Neste sentido, a CERJ reorganizou a estrutura da área de Recursos Humanos por grandes processos de forma a integrar as atividades afins, propiciar uma visão sistêmica e favorecer o processo decisório, objetivando ganhos em qualidade e agilidade no atendimento aos seus clientes. Os principais processos de RH foram agrupados em: Gestão de Pessoas; Remuneração e Organização; Clima Organizacional e Inovação; Relações Trabalhistas e Sindicais; Gestão de Recursos Externos; Planejamento e Gestão; e Segurança Patrimonial.

Em dezembro de 2003, a CERJ contava com 1.517 (em 2002, 1.451) colaboradores. As horas totais de treinamento totalizaram 70.116 (em 2002, 57.547) horas, o que representa uma média de 44,59 (em 2002, 39,66) horas de treinamento para cada colaborador. Ao final de 2003, 27,7% (em 2002, 26,2%) dos colaboradores possuíam nível superior.

Em 2003, a CERJ também apresentou avanços nos indicadores de produtividade, alcançando a relação de 1.256 (em 2002, 1.226) clientes por trabalhador.

As relações sindicais evoluíram em qualidade e transparência, contando com a efetiva participação dos funcionários nas negociações do Acordo Coletivo celebrado em 2003. Na ocasião, foi concedido um reajuste de 16,63%, índice acima da média do setor elétrico, demonstrando o esforço da CERJ em valorizar o seu quadro de colaboradores.

As principais realizações voltadas aos Recursos Humanos em 2003 foram:

SISTEMA DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

Pela primeira vez na história da Empresa, foi implementado um Sistema de Avaliação de Desempenho baseado em competências, no qual foram avaliados 1.200 empregados.



MAPEAMENTO DE POTENCIAL E AVALIAÇÃO DE COMPETÊNCIAS

Com o objetivo de identificar sucessores para postos-chave da organização e definir programas de capacitação e desenvolvimento, foi iniciado em 2003 o processo de mapeamento de potencial e avaliação de competências, que até o momento avaliou 225 profissionais e 44 executivos de todas as áreas da Empresa.

Com base nos resultados obtidos no mapeamento de potencial, foram priorizados programas de qualificação e desenvolvimento de lideranças através dos módulos de Análise Transacional e Modelos de Gerência.

RECRUTAMENTO INTERNO

Visando ao desenvolvimento profissional dos funcionários da Companhia, foi criado o programa de recrutamento interno, que torna transparente e acessível o processo de oferta de novas oportunidades.

CLUBE DE VANTAGENS

Preocupada com a qualidade de vida dos empregados, a CERJ criou o Clube de Vantagens, que reúne diversos estabelecimentos comerciais oferecendo ao corpo de funcionários e a seus dependentes descontos que variam de 10 a 20% nas compras, com foco em saúde, lazer e educação.

CORAL CERJ

A princípio, o Coral foi criado para promover a integração entre os empregados. Porém, o resultado foi além do esperado e o Coral passou a fazer parte do Programa de Melhoria da Imagem da Empresa, realizando apresentações nas Agências de Atendimento e em praças públicas nos municípios em que a CERJ está presente.

CONSTRUÇÃO DE ÁREA DE LAZER

Mais uma ação adotada para que o empregado sinta orgulho de ser parte da CERJ. A área de lazer permite momentos de descontração e integração entre os funcionários, por meio de jogos de salão e acesso à Intranet.

EVENTOS COM PARTICIPAÇÃO DE PARENTES

Em 2003, a CERJ incentivou a aproximação com o ambiente de trabalho da Empresa, permitindo a participação de parentes dos empregados em eventos relacionados ao Dia dos Pais, às festas de Natal, e à entrega de prêmios e homenagens.

PROJETO BEM-ESTAR

O ano de 2003 foi dedicado ao bem-estar dos empregados. Prova disso é o Projeto Bem-Estar, que visa à prevenção de doenças ocupacionais por meio de exercícios e dicas de postura.

NOVO PROGRAMA DE ESTÁGIOS

O programa de estágios foi reformulado para proporcionar a captação e o desenvolvimento de novos talentos, bem como a sua retenção após o período de aprendizagem e graduação.

PROGRAMA BIS - BOAS IDÉIAS E SOLUÇÕES

Iniciando um processo de incentivo à inovação e à criatividade que estimule a participação de todos os colaboradores da Companhia na identificação e solução de problemas, foi implementado, em 2003, o Programa BIS – Boas Idéias e Soluções. Em menos de um mês, foram recebidas mais de mil contribuições por intermédio do programa.

INTERCERJ - SISTEMA DE AVALIAÇÃO CLIENTE-PROVEDOR INTERNO

Com objetivo de obter subsídios para a melhoria do clima organizacional e, ainda, prover a Companhia com uma ferramenta para a melhoria contínua da qualidade, foi desenvolvido e implementado em 2003 o InterCERJ, sistema que avalia as inter-relações entre os principais processos da Empresa.

CAFÉ DA MANHÃ COM O PRESIDENTE

Abrindo um canal de acesso ao Presidente da Companhia, foi criada uma oportunidade semanal de participação, onde os empregados tinham a oportunidade de apresentar suas opiniões e sugestões a respeito da Empresa.

PROJETO BOAS-VINDAS

Foi realizada a reformulação do programa de integração de novos empregados da Empresa dando ênfase aos valores corporativos e às prioridades estratégicas da Companhia.

I ENCONTRO DE DIRETIVOS

Foi promovido o I Encontro de Diretivos da CERJ, com o objetivo de tratar de questões relacionadas ao corpo de diretivos e avaliar processos de melhoria para o futuro da Empresa.

CAMPANHAS DE *ENDOMARKETING* E NOVOS CANAIS DE COMUNICAÇÃO

Priorizando a melhoria do clima laboral, a transparência das decisões da empresa e o resgate do orgulho de pertencer à CERJ, foram desenvolvidas novas campanhas de *Endomarketing*, como o “Orgulho de Ser CERJ”, e ainda disponibilizados novos canais de comunicação interna, como por exemplo: Mensagem do Presidente, Fato Relevante, Fale Conosco, Agenda de Processos de Administração de Pessoal e Gestão Esperta.

AÇÕES NA GESTÃO DE RECURSOS EXTERNOS

Com o objetivo principal de melhorar a qualidade do serviço prestado aos clientes da CERJ e ao mesmo tempo reduzir os riscos da terceirização, foram desenvolvidas importantes ações para a Gestão de Recursos Externos, utilizando a sinergia existente entre os principais processos de RH. Dentre elas, destacam-se:

- Desenvolvimento de perfis de cargos; certificação de empregados terceirizados.
- Sistema de controle de terceiros e responsabilidades.
- Qualificação de mão-de-obra – convênio Senai.
- Desenvolvimento de atitudes requeridas em situações de conflito.
- Qualificação de gestores das terceirizadas - convênio Sebrae.
- Formação de gestores de contratos.
- Controle de encargos sociais.
- Fiscalização em campo.
- Implementação de valores corporativos - Código de Ética.

Balanco Social

O trabalho de responsabilidade social desenvolvido pela CERJ junto a seus clientes, colaboradores, parceiros e à sociedade em geral começa a se consolidar, sendo considerado estratégico por parte da direção da Companhia. As ações voltadas para a inserção positiva da CERJ como agente participativo e atuante na vida comunitária foram implementadas em diversas localidades atendidas pela concessionária, principalmente as mais carentes, e começam a gerar resultados.

A Empresa reforça, agora, a capitalização do potencial de voluntariado existente dentro da própria CERJ e a difusão, junto ao corpo gerencial, da questão da responsabilidade social.

Em 2003, os principais trabalhos desenvolvidos podem ser segmentados em ações dirigidas ao corpo funcional, já apresentadas anteriormente no tópico de Recursos Humanos, e aquelas ações dirigidas à sociedade a seguir relacionadas:

CANTO DAS LUZES

Grande espetáculo em celebração ao Natal realizado na fachada do prédio histórico da CERJ, da década de 1940, em frente à estação das barcas de Niterói. Comandado pelo Coral CERJ, o show de luzes e som é totalmente computadorizado e envolve a utilização de 27 projetores de última geração, que desenham motivos abstratos e natalinos, totalizando 110 mil watts de potência. A partir do sucesso da primeira edição, ele passará a integrar o calendário de eventos da cidade.

O objetivo do projeto é conscientizar os moradores destas comunidades sobre o uso responsável, legal e eficiente da energia elétrica, informando ainda sobre os riscos das ligações clandestinas. O evento, que acontece mensalmente, oferece várias atividades para a comunidade, como palestras educativas sobre o uso racional da energia elétrica, reuniões com representantes da comunidade para avaliar o trabalho da Empresa e oficinas para donas de casa. Durante o evento, é disponibilizado o atendimento comercial e, para as crianças, a CERJ reserva um espaço especial com recreação e teatro infantil.

CULTURA DA ENERGIA

O evento, realizado em parceria com a Prefeitura de Niterói e a Eletrobrás, proporcionou aos moradores do município um final de semana inteiro de lazer. Na programação, show e cinema na Praia de Icaraí e atividades lúdicas e atendimento comercial no Campo de São Bento. Voltado para o uso eficiente de energia, o projeto tem o objetivo de mobilizar toda a comunidade formada por consumidores residenciais para a conscientização da importância de não se desperdiçar bens naturais a partir do uso racional da energia.

DIA DAS CRIANÇAS

A Empresa promoveu junto a seus funcionários e colaboradores uma campanha de doação de brinquedos para serem distribuídos em instituições filantrópicas. Foram promovidas festas em três municípios para a distribuição dos donativos. Nos encontros, as crianças puderam assistir a educativas peças de teatro e ainda ganharam lanche.

CAMPANHA ADOTE UMA CRIANÇA OU UM IDOSO

O objetivo da CERJ foi sensibilizar e estimular a participação dos colaboradores, através de peças teatrais, a doarem presentes, como brinquedos, roupas e alimentos. A entrega dos donativos foi realizada em instituições de Niterói e São Gonçalo. As crianças do orfanato assistiram a uma peça teatral, lançaram e receberam o carinho dos “padrinhos”, que fizeram questão de entregar os presentes pessoalmente. Já os idosos, além do lanche, foram presenteados com o repertório do Coral CERJ.

CAMPANHAS PONTUAIS DE AJUDA A DESABRIGADOS

Foi desenvolvida, com sucesso, uma campanha de donativos aos desabrigados pelos temporais no município de Magé. Foram doados, pelos empregados, desde alimentos não perecíveis até roupas e calçados.

UTILIZAÇÃO DE ESPAÇO NA CONTA DE ENERGIA

No ano de 2003, o espaço foi utilizado para a veiculação de fotos de menores desaparecidos, em convênio com a Fundação da Infância e Adolescência, e para a ilustração de dicas de prevenção ao câncer de mama, em parceria com a Sociedade Brasileira de Mastologia. Vale ressaltar que a conta da CERJ chega a dois milhões de clientes e atinge aproximadamente seis milhões de pessoas.

CONTA EM BRAILE

Os clientes da CERJ portadores de deficiência visual podem optar por receber as contas também em braille, graças a uma acordo assinado com a Associação Fluminense de Amparo aos Cegos (Afac). O serviço é gratuito.

LINGUAGEM DOS SINAIS

A preocupação em prestar o melhor atendimento aos clientes levou a CERJ a implantar em suas agências um serviço específico para deficientes auditivos. Atendentes especialmente treinadas se comunicam através da Linguagem Brasileira de Sinais (Libras) prestando informações, tirando dúvidas e agilizando os procedimentos dentro da agência. O serviço foi implantado nas agências de maior movimento como as de Campos, Niterói, Petrópolis e São Gonçalo.

SUBSTITUIÇÃO DE LÂMPADAS INCANDESCENTES

Aproximadamente 20 mil lâmpadas fluorescentes compactas de 15 W foram instaladas em residências de baixo poder aquisitivo em substituição às incandescentes de 60 W, gerando uma economia de 75 % por lâmpada trocada. Foram também substituídas as lâmpadas de 16 instituições que trabalham com cidadãos em situação de risco social localizadas em Niterói, São Gonçalo e Petrópolis.

PROGRAMA BAIXA RENDA

A CERJ capacitou 288 agentes para realizar, de porta em porta, o cadastro de seus clientes no programa Baixa Renda. Os beneficiados poderão vir a obter descontos de até 66% no valor da tarifa. A inscrição no programa também foi realizada nas agências da Companhia, em postos comunitários e em postos móveis durante as edições do SuperAção. Além disso, a CERJ tem participado de eventos promovidos pelas prefeituras municipais a fim de auxiliar na formação do Cadastro Único do governo federal.

Além destas ações sociais, a empresa novamente consolidou a posição de *benchmarking* na área de Segurança e Medicina do Trabalho, recebendo dois prêmios em 2003:

- O Prêmio Agência Brasil de Segurança (ABS), pelo quinto ano consecutivo, pela diminuição das taxas de frequência e gravidade dos acidentes de trabalho.
- O Prêmio Associação Brasileira para Prevenção de Acidentes (ABPA) - Placa Especial, como reconhecimento por ter alcançado a menor taxa de frequência de lesões incapacitantes na categoria C do grupo Produção e Distribuição de energia elétrica.

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002

(Em milhares de reais, exceto quando mencionado em contrário)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica.

A Companhia tem por objetivo explorar os sistemas de geração, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, participar de pesquisas vinculadas ao setor energético e participar de outras empresas do setor elétrico, no Brasil e no exterior.

Em 20 de novembro de 1996, através de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, o Consórcio formado pelas empresas estrangeiras Sociedade Panameña de Eletricidad, Empresa Eléctrica de Panamá S.A., EDP - Eletricidade de Portugal e Endesa Desarrollo S.A., adquiriu o controle acionário da CERJ, configurando o retorno à origem privada da empresa.

Em 9 de dezembro de 1996, foi assinado junto ao Poder Concedente o Contrato de Concessão nº 005/96, com prazo de 30 anos, expirando-se em dezembro de 2026. Nesse contrato foram definidas as áreas de distribuição de energia a serem atendidas pela Companhia bem como as Usinas de aproveitamento de potencial hidráulico de geração de energia.

A Companhia encontra-se redefinindo sua estrutura de capital, processo este que provavelmente compreenderá a capitalização de dívidas com partes relacionadas, obtenção de recursos para capital de giro e mudança no perfil do endividamento financeiro para longo prazo a um custo mais razoável.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com as normas específicas, emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Informações adicionais estão sendo apresentadas, em notas explicativas, em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.183/2003-SFF/ANEEL, de 23 de dezembro de 2003, Ofício Circular nº 267/2004-SFF/ANEEL, de 16 de fevereiro de 2004 e Ofício CVM/SNC/SEP nº 01/2004, de 19 de janeiro de 2004.

Através da Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, foi instituído o Manual de Contabilidade do Serviço de Energia Elétrica, cujas normas ditadas através do Plano de Contas, Instruções Contábeis e do Roteiro de Divulgação de Informações Econômicas e Financeiras, estão sendo aplicadas compulsoriamente pelas concessionárias e permissionárias desde 1º de janeiro de 2002.

3. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações financeiras são as seguintes:

a) Aplicações financeiras

São registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço, não excedendo o valor de mercado.

b) Consumidores, concessionários e permissionários

Referem-se a créditos de fornecimento de energia faturada, não faturada e energia comercializada no âmbito do Mercado Atacadista de Energia - MAE até as datas dos balanços, contabilizados pelo regime de competência. De acordo com o estabelecido pela Resolução nº 72 da ANEEL, de 7 de fevereiro de 2002, foi registrado nessa conta o valor referente à recomposição tarifária extraordinária definida pela Medida Provisória nº 14 (posteriormente transformada na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002) e pela Resolução nº 91, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, ambas de 21 de dezembro de 2001.

c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Calculada com base nos critérios determinados pela Aneel, em valor julgado pela Administração da Companhia como suficiente para atender às perdas prováveis na realização dos créditos.

d) Estoques

Os materiais em estoques, de operação e manutenção, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a projetos, contabilizados no imobilizado estão avaliados ao custo médio de aquisição e são ajustados por provisão para perda, quando aplicável.

e) Despesas antecipadas

São compostas por valores efetivamente desembolsados e ainda não incorridos e incluem a Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA e respectivos encargos, que serão apropriados ao resultado à medida em que a receita correspondente for faturada aos consumidores, segundo rege a Portaria 296 ANEEL de 25 de outubro de 2001 e Resoluções Complementares (vide nota 13).

f) Investimentos

As participações societárias permanentes em sociedade controlada e controlada em conjunto encontram-se avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. Os demais investimentos estão registrados ao custo, ajustado ao preço de mercado através de provisão para perdas em investimentos, quando aplicável.

g) Imobilizado

Está composto pelo custo de aquisição e/ou construção, deduzido da depreciação acumulada e ajustado por reavaliação periódica nos termos da Deliberação da CVM nº 288/98, com base em laudos emitidos por peritos avaliadores independentes. A depreciação é calculada pelo método linear em conformidade com as taxas de depreciação determinadas pela ANEEL.

Em função do disposto nas instruções gerais nº 35 e nº 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros e demais encargos financeiros relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados nesse subgrupo como custo.

O mesmo procedimento foi adotado, até 31 de dezembro de 2001, 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. A partir de 1º de janeiro de 2002, a Companhia vem cumprindo a determinação da ANEEL de não proceder a capitalização dos juros sobre obras em andamento (JOA) calculados sobre o capital próprio a crédito do patrimônio líquido.

Adicionalmente, parte dos gastos da administração central é apropriada às imobilizações em curso, mediante rateio, em até 10% dos gastos diretos com pessoal e mão-de-obra de terceiros.

h) Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

São calculados e registrados com base nas alíquotas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras de acordo com o regime de competência. Os impostos diferidos atribuíveis a diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social são registrados no ativo e ajustados ao seu valor provável de recuperação com base nas projeções de resultados fiscais suficientes para a utilização daqueles ativos.

i) Obrigações com benefícios pós-emprego

Passivo atuarial relativo a plano de previdência complementar dos empregados, registrado com base em avaliação efetuada por atuário independente. Conforme facultado pela Deliberação nº 371 da CVM, de 13 de dezembro de 2000, que estabeleceu as normas para benefícios a empregados, a Companhia, sua controlada e controlada em conjunto optaram, em 31 de dezembro de 2001, por constituir a provisão relativa aos ajustes necessários definido por esta deliberação CVM, a débito de Lucros Acumulados. A partir do exercício social de 2002, esses ajustes estão sendo reconhecidos no resultado de cada exercício.

j) Obrigações vinculadas à concessão

Referem-se aos recursos de participação financeira dos consumidores e da União e de doações e subvenções para investimentos, aplicados na expansão do serviço público de energia elétrica. Estas obrigações são apresentadas nas demonstrações financeiras como redução do ativo imobilizado.

k) Atualizações monetárias de direitos e obrigações

Os direitos e obrigações sujeitos a variação monetária e cambial, por força contratual ou dispositivo legal, estão atualizados até a data do balanço. Os passivos em moeda estrangeira são convertidos para reais em função da taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central.

l) Estimativas

A preparação de demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia e de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações financeiras. 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 financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Recuperação da recomposição tarifária extraordinária no prazo estabelecido por Resolução da ANEEL;
- Provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Provisão para contingências e planos de aposentadoria e pensão;
- Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Comercialização de energia no âmbito do MAE.

m) Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício.

As receitas de todos os serviços prestados são reconhecidas quando auferidas. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores é efetuado mensalmente de acordo com o calendário de leitura do consumo. A receita não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do mês, é estimada e reconhecida como receita no mês em que a energia foi consumida.

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas de acordo com os critérios técnicos de consolidação, previstos na Instrução CVM nº 247/96 e incluem as demonstrações financeiras da controlada integral CERJ Overseas Inc. e as demonstrações financeiras da controlada em conjunto Investluz S.A., consolidadas com base na proporção de participação da Companhia.

As participações no capital votante e total da controlada integral CERJ Overseas Inc. e da controlada em conjunto Investluz S.A. em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 são, 100% e 36,43%, respectivamente.

A Investluz tem por objeto social a participação em empresa dedicada a distribuição e geração de energia elétrica e possui 56,59% das ações do capital da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A Companhia elaborou demonstrações financeiras consolidadas com sua controlada integral e controlada em conjunto, nas quais foram utilizados os seguintes procedimentos de consolidação:

- a) Eliminação dos saldos das contas de ativo e passivo;
- b) Eliminação das participações no capital, reservas e lucros (prejuízos) acumulados;
- c) Eliminação dos saldos de receitas e despesas, bem como de resultados não realizados, decorrentes de negócios entre as empresas consolidadas;
- d) Destaque do valor da participação dos acionistas minoritários nas demonstrações financeiras consolidadas.

5. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos com aplicações financeiras em 31 de dezembro se referem a fundos de renda fixa e estão vinculados às seguintes instituições:

Instituição	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Bank Boston - Banco Múltiplo S.A.	241	-	241	-
Banco Bradesco S.A.	4.096	-	4.854	1.947
Banco do Brasil S.A.	-	-	6.149	1.890
Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A.	-	10.246	-	14.051
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Brasil S.A.	-	-	-	5.897
ITIRIC - Bank Brasil S.A. - Banco Múltiplo	-	-	18.000	1.922
Banco Votorantim S.A.	-	-	-	1.087
Banco Santander Brasil S.A.	-	-	8.009	556
BIC Banco	-	-	1.161	-
Banco Safra	-	-	2.930	-
Banco Itaú	-	-	12	-
ParAmérica - Administradora de Cartões S.A.	561	441	561	441
Banco Chase Manhattan S.A.	-	-	-	32.360
Banco do Estado do Ceará S.A.	-	-	3.352	154
	<u>4.893</u>	<u>10.687</u>	<u>45.361</u>	<u>60.794</u>

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIOS E PERMISSIONÁRIOS

Circulante	Controladora				
	Saldo		Vencidos há mais de 90 dias	Total	
	Vencidos	Vencidos até 90 dias		2003	2002
Classe de consumidores:					
Residencial	37.635	40.818	158.339	236.792	263.957
Industrial	23.830	3.197	23.197	50.024	46.732
Comercial	20.688	13.981	33.226	67.895	62.607
Rural	1.816	1.499	11.468	14.783	11.941
Poder público	8.610	11.413	31.948	51.971	32.474
Iluminação pública	4.498	8.830	15.771	29.099	21.516
Serviço público	3.623	3.392	3.260	10.275	9.155
Subtotal	99.710	83.130	277.209	460.019	451.382
Renda não faturada				81.261	60.086
Parcelamento				36.639	40.231
Recomposição tarifária extraordinária - R.TE (a)				17.311	44.436
Participação financeira				21.849	19.721
Multa				39.771	18.411
Juros				48.345	29.316
Suprimento				26.045	18.816
Energia livre (b)				18.884	28.187
Encargo de uso de rede				3.764	284
Mercado Atacadista de Energia - MARE (c)				5.591	31.006
Total do curto prazo				759.501	741.874
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(253.038)	(287.864)
Total líquido				506.463	454.010
Realizável a Longo Prazo:					
Recomposição tarifária extraordinária - R.TE (a)				188.813	191.754
Energia livre (b)				61.801	56.361
Total da realizável a longo prazo				250.614	248.115

Circulante	Saldo			Controlado	
	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				2003	2002
Classe de consumidores:					
Residencial	46.601	51.242	161.616	259.459	291.260
Industrial	23.761	3.678	25.682	53.071	53.965
Comercial	25.520	17.456	55.751	78.987	70.010
Rural	4.015	3.253	28	19.629	15.999
Poder público	11.635	12.111	37.460	59.306	38.776
Iluminação pública	5.237	9.512	6.467	31.185	26.991
Serviço público	4.917	3.516	5.852	14.285	10.849
Subtotal	126.577	101.805	287.159	515.829	495.953
Renda não faturada				131.123	46.928
Parcelamento				50.540	46.923
Recomposição tarifária extraordinária - R.TE (a)				38.771	55.999
Participação financeira				21.849	19.721
Multa				39.771	18.411
Juros				48.345	29.316
Suprimento				26.940	18.816
Energia livre (b)				23.920	36.145
Encargo de uso de rede				3.764	284
Mercado Atacadista de Energia - MARE (c)				10.717	63.259
Créditos com clientes com ações judiciais (d)				20.705	17.414
Créditos créditos				2.219	2.913
Total do curto prazo				802.832	731.801
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(288.138)	(321.969)
Total líquido				514.694	409.832
Realizável a Longo Prazo:					
Recomposição tarifária extraordinária - R.TE (a)				241.322	254.277
Energia livre (b)				87.128	72.291
Mercado Atacadista de Energia - MARE (c)				5.959	7.991
Parcelamento de créditos				12.994	
Total da realizável a longo prazo				347.403	334.559

a) Recomposição tarifária extraordinária - RTE

Em dezembro de 2001, o governo e as empresas de energia elétrica firmaram o Acordo Geral do Setor Elétrico com as concessionárias distribuidoras e as geradoras de energia elétrica sobre o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e a recomposição de receitas, relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (vide nota 11).

Com base nas disposições contidas na Medida Provisória nº 14 (posteriormente convertida na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002), na Resolução nº 91 da GCE, de 21 de dezembro de 2001, e na Resolução nº 31 da ANEEL, de 24 de janeiro de 2002, todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica efetuaram um levantamento do montante da receita decorrente de redução de consumo de energia elétrica no período do racionamento (recomposição tarifária extraordinária) que foi reconhecida com o objetivo de retomada do equilíbrio econômico - financeiro dos contratos de concessão.

A referida recomposição tarifária extraordinária passou a ser aplicada às tarifas vigentes em 31 de dezembro de 2001, assim reconhecidas pela ANEEL, da seguinte forma:

- 2,9% para os clientes residenciais (exceto baixa renda), rurais e iluminação pública;
- 7,9% para os demais clientes.

A parcela da recomposição tarifária extraordinária registrada no contas a receber, teve os seguintes efeitos reconhecidos nos resultados dos períodos correspondentes:

	Controladora	Consolidado
<u>Perdas com racionamento:</u>		
1º de junho a 31 de dezembro de 2001 apuradas pela Concessionária	203.640	265.283
Ajuste ao valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	(121.407)	(22.010)
Saldo de 2001 homologado pela ANEEL	182.233	243.273
1º de janeiro a 28 de fevereiro de 2002 apuradas pela Concessionária	60.508	68.377
Ajuste ao valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	2.974	10.682
Saldo de 2002 homologado pela ANEEL	63.282	79.059
1-) Recuperação	(128.533)	(160.025)
Atualização monetária - SELIC	89.142	117.786
Saldo de recomposição tarifária extraordinária em 31 de dezembro de 2003	206.124	280.093
Circulante	17.311	38.771
Longo prazo	188.813	241.322

O saldo apurado de ativo regulatório sofre atualização monetária pela taxa SELIC (acrescida de 1% a.a., até o montante de financiamento liberado pelo BNDES).

Para ter direito a essa compensação, a Companhia e sua controlada indireta, COELCE, renunciaram a qualquer pleito judicial ou extrajudicial relativo a fatos e normas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e à recomposição tarifária extraordinária, bem como aderiram aos acordos firmados entre os agentes do setor elétrico, conforme previsto pela legislação vigente.

Através da Resolução Normativa nº 001 de 12 de janeiro de 2004, a ANEEL estabeleceu para a Companhia o prazo máximo de 114 meses (88 meses no caso da controlada indireta COELCE) de vigência da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a partir de janeiro de 2002. As projeções feitas pela Administração da Companhia e de sua controlada indireta, COELCE, estimam a recuperação destes ativos dentro do prazo estabelecido pela ANEEL, razão pela qual não foram constituídas provisões para perdas.

b) Energia livre

	Controladora	Consolidado
Energia Livre:		
Estimada pela Concessionária em 2001	78.698	101.717
Ajuste ao valor contabilizado conforme homologação da ANTEEL	5.848	8.997
Saldo homologado pela ANTEEL	84.546	110.714
Atualização Monetária - SELIC	10.354	14.223
Ajuste referente a PIS e COFINS	2.301	3.273
(-) Recuperação	(13.516)	(17.162)
Saldo de Energia Livre em 31 de dezembro de 2003 e de 2002	83.685	111.048
Circulante	18.884	23.920
Longo Prazo	64.801	87.128

O montante relacionado a energia livre (energia elétrica gerada e não-vinculada a contratos iniciais ou equivalentes) apurado de junho de 2001 a fevereiro de 2002, será recuperado e repassado como ressarcimento aos geradores.

c) Mercado atacadista de energia – MAE

Período	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Setembro de 2000 a dezembro 2002	5.697	31.006	15.330	72.310
Janeiro 2003 a dezembro 2003	3.173	-	4.126	-
(-) Encargo de serviço de sistema	(3.279)	-	(3.279)	-
Total	5.591	31.006	16.177	72.310
Curto prazo	5.591	31.006	10.217	65.259
Longo prazo	-	-	5.960	7.051

Do saldo total a receber em 31 de dezembro de 2003, R\$3.834 (R\$9.794 no consolidado) estão relacionados aos agentes que ingressaram com medidas judiciais para discussão dos valores firmados pelo MAE entre setembro de 2001 e 2002.

d) Crédito junto a clientes com ações judiciais

O montante de R\$20.305 no consolidado (R\$17.414 em 2002) de créditos junto a clientes com ações judiciais inclui R\$10.560 (R\$9.102 em 2002) relativos às contas a receber de diversos consumidores que questionam a legalidade e pleiteiam a restituição de valores envolvidos na majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme Portarias nºs 38 e 45 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, de 27 de janeiro e 4 de março de 1986, respectivamente.

Esses consumidores obtiveram, por meio de medidas judiciais, o direito de compensar os créditos pleiteados com faturas de energia elétrica, sem, contudo, terem o mérito da questão transitado e julgado. A controlada indireta COELCE constituiu provisão para devedores duvidosos em montante julgado suficiente, pela sua administração, para cobrir eventuais perdas em relação a esses processos.

7. ENCARGO DE CAPACIDADE EMERGENCIAL

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Contas a receber				
Encargo de capacidade emergencial - valores faturados	14.067	8.906	16.506	10.650
Contas a pagar				
Encargo de capacidade emergencial - valores faturados	14.067	8.906	16.506	10.650
Encargo de capacidade emergencial - valores arrecadados	716	801	1.089	1.268
	14.783	9.707	17.595	11.918

Com a Resolução nº 71 da ANEEL, de 07 de julho de 2002, foi instituído o “encargo de capacidade emergencial” para cobrança a partir de março de 2002. Tal encargo deve ser repassado para a CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, para cobrir os custos com a contratação de capacidade de geração ou de potência de usinas emergenciais.

A partir de março de 2002, o valor faturado aos consumidores foi de R\$0,49 centavos por KWh para todas as classes, exceto a classe Residencial Baixa Renda. Com a Resolução ANEEL nº 351 de 27 de junho de 2002, o valor passou para R\$0,57 centavos por KWh.

8. CONSUMIDORES DE BAIXA RENDA

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Consumidores de baixa renda	65.254	13.761	107.789	23.733
Recebimentos	(51.702)	-	(88.759)	-
Total	13.552	13.761	19.030	23.733

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as diretrizes para enquadramento na subclasse residencial baixa renda, da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 KWh, tendo o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, ampliado a regulamentação de enquadramento, para unidades consumidoras com consumo mensal entre 80 e 220 KWh.

Esta receita está sendo custeada com recursos financeiros oriundos do adicional de dividendos devidos à União pela ELETROBRÁS, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras, sob controle federal e na insuficiência dos referidos dividendos da ELETROBRÁS, com recursos da RGR - Reserva Global de Reversão.

9. RENDAS A RECEBER

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Consumidores – serviços prestados	43.890	42.055	43.890	42.055
Serviços em curso	6.091	2.151	6.898	3.715
Gastos a reembolsar – consumidores	6.725	4.958	6.725	4.958
Outros	670	671	670	671
Provisão para devedores duvidosos	(24.655)	(24.655)	(24.655)	(24.655)
	32.721	25.180	33.528	26.744

A rubrica Consumidores - serviços prestados destina-se aos registros de:

- Créditos perante a terceiros na execução de serviços solicitados;
- Créditos provenientes da alienação de bens e direitos de propriedade do concessionário;
- Outros créditos recebidos em caráter excepcional, como promessas de pagamento, parcelados ou não, incluindo novação de dívidas a receber.

10. DEVEDORES DIVERSOS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Imposto de renda e contribuição social a compensar	56.466	93.717	64.912	108.796
ICMS a compensar	16.925	11.194	18.358	16.352
Adiantamentos a empregados	5.227	5.062	5.227	5.062
Danos causados a terceiros	3.234	3.241	3.234	3.241
Outros devedores	3.115	3.439	5.022	5.689
Outros tributos a compensar	2.548	2.481	3.674	5.241
Circulante	86.615	119.134	99.427	144.572
ICMS a compensar	15.662	20.069	20.525	24.930
Realizável a longo prazo	15.662	20.069	20.525	24.930

O saldo inclui valores relativos ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, calculado sobre aquisições de ativo imobilizado, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48.

O montante de imposto de renda e contribuição social a compensar refere-se a antecipações mensais efetuadas ao longo dos exercícios de 2002 e de 2003.

11. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Ativo circulante:				
Bônus concedidos	18.568	18.695	19.779	39.084
Custos a recuperar	-	-	832	2.768
	<u>18.568</u>	<u>18.695</u>	<u>20.611</u>	<u>41.852</u>
Ativo realizável a longo prazo:				
Custos a recuperar	<u>4.109</u>	<u>10.223</u>	<u>4.109</u>	<u>10.223</u>
Passivo circulante:				
Resgateamento recebido	24.975	24.975	24.975	40.890
Sobretaxas arrecadadas	22.192	22.319	22.192	25.525
	<u>47.167</u>	<u>47.294</u>	<u>47.167</u>	<u>66.415</u>

Devido ao nível reduzido das principais bacias hidrográficas brasileiras observado no primeiro semestre de 2001, o Governo Federal instituiu, entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002, um programa de racionamento de energia.

As principais medidas adotadas podem ser resumidas da seguinte forma:

- Cobrança de sobretaxas nas tarifas aos consumidores que não cumpriram a meta de redução de consumo, definida inicialmente em uma redução de até 20%;
- Distribuição de bônus para consumidores de determinadas faixas de consumo, que apresentaram redução superior à meta estabelecida;
- Suspensão da comercialização das sobras de energia das distribuidoras e geradoras no MAE.

De acordo com o definido pela ANEEL, os valores de sobretaxas faturadas e os bônus concedidos em decorrência do programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica deverão ser controlados separadamente, sem afetar os resultados da Companhia.

12. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

	Controladora	Consolidado
	2003	2003
Ativo Circulante		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	<u>35.747</u>	<u>36.060</u>
Ativo Realizável a longo prazo		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	<u>-</u>	<u>83</u>
Passivo Circulante		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	<u>2.762</u>	<u>2.762</u>

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a CDE visa promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos Sistemas Elétricos Interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Os valores das quotas da CDE estão sendo pagos em 12 parcelas mensais a partir de 10 de fevereiro de 2003, conforme estabelecido pelo referido Decreto.

Conforme Resolução ANEEL nº 184, de 9 de abril de 2003, estes valores a receber são atualizados monetariamente pela taxa SELIC e repassados às tarifas de fornecimento de Energia Elétrica, através da Conta de Compensação de Variação de Valores – CVA_{CDE}.

13. DESPESAS ANTECIPADAS - PARCELA A/CVA

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
<u>Circulante</u>				
CVA - Uso da rede básica	-	-	4.758	3.842
CVA - Cota consumo de combustível	-	-	1.372	982
Encargos do Serviço do Sistema	-	-	134	-
Total	-	-	6.264	4.824
<u>Realizável a longo prazo</u>				
Encargos do Serviço do Sistema	46.826	26.393	46.864	26.393
Parcela A - Extraordinária	36.615	36.615	45.434	43.765
Parcela A - Atualização Selic	19.741	8.671	19.741	8.671
Parcela A - Variação cambial Itaipu	12.976	35.522	12.976	35.522
Parcela A - Uso da rede de transmissão	8.177	23.592	9.458	23.592
Parcela A - Cota consumo de combustível	1.537	10.993	1.994	10.993
Parcela A - Transporte	826	1.452	826	1.452
Total	126.698	143.238	137.293	150.388
<u>Passivo Circulante</u>				
Conta de compensação da parcela A	-	7.567	2.404	10.117
Total	-	7.567	2.404	10.117

Parcela A

Baseada na Portaria Interministerial nº 296 de 25 de outubro de 2001 e na Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, a Companhia registrou como despesas antecipadas os incrementos de custos incorridos em 2001 e 2002 que estão relacionados aos custos sobre os quais não tem gerenciamento (Parcela A).

Amparada na Portaria Interministerial nº 25 de 24 de janeiro de 2002, a Companhia deu início a contabilização do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Encargo de Serviço do Sistema – ESS, no montante de R\$46.826 (R\$46.864 no consolidado) referente ao encargo cobrado pela utilização do sistema elétrico e atualizado pela SELIC e que será compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica nos 12 meses subseqüentes à data de reajuste tarifário anual.

O montante de R\$36.615 (R\$45.434 no consolidado) refere-se ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, atualizado pela variação da SELIC (o montante da atualização monetária em 31 de dezembro de 2003 era de R\$19.741 classificados na rubrica Parcela A – atualização SELIC), conforme Resolução ANEEL nº 482 de 29 de agosto de 2002 e será recuperado em conjunto com o ativo regulatório, através da recomposição tarifária extraordinária (vide nota 6).

14. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

	2003				2002			
	Ativo		Passivo		Ativo		Passivo	
	Circulante	Realizável a longo prazo	Circulante	Exigível a longo prazo	Realizável a longo prazo	Circulante	Exigível a longo prazo	
Prejuízo fiscal	-	60.522	-	-	-	-	-	-
Dívida negativa de contribuições sobre o lucro líquido	-	22.765	-	-	-	-	-	-
Lucro inflacionário	-	-	984	1.530	-	982	2.514	-
Provisão para contingências	-	197.331	-	-	152.119	-	-	-
Provisão para dividendos devidos	-	86.777	-	-	103.906	-	-	-
Provisão para ajuste em estoque	-	89	-	-	1.729	-	-	-
Passivo atuarial (Dolhorção CVM nº 371)	-	57.280	-	-	59.030	-	-	-
Reversação do ativo imobilizado	-	-	-	46.857	-	-	-	45.425
Total controladora	-	425.214	984	48.387	316.874	982	47.939	-
Total consolidado	13.171	447.126	5.525	74.989	340.085	1.406	62.194	-

De acordo com a Instrução CVM nº 371 de 27/06/2002, a Companhia e suas controladas procederam estudos que indicam a realização dos valores de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro diferidos ativos, no prazo máximo estipulado por essa norma. Esses estudos projetam a compensação dos tributos diferidos ativos, como segue:

Ano de realização	Controladora	Consolidado
	Montante a realizar	Montante a realizar
2005	118.431	124.020
2006	80.951	86.540
2007	60.137	65.726
2008 a 2010	74.170	79.315
2011 a 2012	91.525	91.525
Saldo em 31/12/2003	425.214	447.126

15. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Participações societárias	338.453	320.979	261	196
Outros investimentos	911	911	911	911
Total	339.364	321.890	1.172	1.107

A CERJ possui investimento na controlada integral CERJ Overseas Inc. Em 31 de dezembro de 2003, o saldo do investimento na controlada é nulo face a investida apresentar patrimônio líquido negativo, provisionado no balanço patrimonial na conta de Outros Passivos.

A CERJ possui 36,43% das ações do capital da Investluz (vide nota 4).

A seguir apresentamos as informações sobre a controlada integral e controlada em conjunto, em 31 de dezembro de 2003:

	CERJ Overseas Inc.	Investluz S.A.
Quantidade de ações do capital social	100	100.461.895.427
Capital social	10	951.619
Participação no capital	100%	36.43%
Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	(150.922)	926.269
Lucro líquido do exercício	60.882	45.186
Resultado de equivalência patrimonial da controladora	60.882	17.474
Investimento (provisão para passivo a descoberto) da controladora	(150.922)	338.453

16. IMOBILIZADO

	Controladora			Consolidado		
	US\$ em milhares			em milhares de reais		
	médias de depreciação (%)	2004	2003	médias de depreciação (%)	2004	2003
Imobilizado em serviço						
Geração	4,30			4,40		
Custo histórico		35.085	33.900		35.085	33.900
Reavaliação		56.613	56.613		56.613	56.613
Distribuição e Comercialização	4,69			4,50		
Custo histórico		1.319.691	1.332.884		2.473.398	2.310.491
Reavaliação		184.578	170.110		255.634	170.110
Administração	8,45			9,68		
Custo histórico		97.157	78.103		70.183	88.780
Reavaliação		5.783	20.113		7.709	20.113
Ativos não vinculados à concessão de Serviço Público de Energia Elétrica				1,29		
Custo histórico - Irregular		-	-		2.550	2.550
Ágio oriundo da incorporação (*)		-	-		282.680	282.680
Total		2.268.737	2.094.728		3.173.133	2.965.763
Depreciação acumulada						
Geração						
Custo histórico		(24.909)	(24.181)		(24.909)	(23.181)
Reavaliação		(43.856)	(42.876)		(43.856)	(42.876)
Distribuição e Comercialização						
Custo histórico		(509.846)	(513.738)		(788.310)	(719.006)
Reavaliação		(33.371)	(41.881)		(108.073)	(41.381)
Administração						
Custo histórico		(35.560)	(33.883)		(179.235)	(133.466)
Reavaliação		(1.738)	(2.367)		(2.903)	(3.097)
Ágio oriundo da incorporação (*)		-	-		(61.750)	(45.834)
Total		(771.379)	(661.508)		(1.008.506)	(918.173)
Total do imobilizado em serviço		1.496.822	1.433.120		2.101.349	2.047.075
Imobilizado em curso (*)						
Geração		548	933		548	933
Distribuição e Comercialização		136.483	93.916		147.491	120.657
Administração		3.850	455		5.331	707
Total do imobilizado em curso		140.881	93.304		153.370	122.297
Obrigações vinculadas à concessão (*)						
Contribuições de consumidores		(174.970)	(158.973)		(247.380)	(220.189)
Despesas e subscritas		(16.613)	(16.613)		(38.753)	(38.753)
Participação da União		(434)	(484)		(3.145)	(6.245)
Participação nos Estados		(13.391)	(1.551)		(1.551)	(1.891)
Total das obrigações vinculadas à concessão		(205.398)	(177.621)		(300.229)	(277.078)
Total do imobilizado		1.436.311	1.255.799		1.844.520	1.870.297

- (a) O ágio oriundo da operação de incorporação da Distriluz Energia Elétrica por sua controlada COELCE, aprovada em Assembléia Geral Extraordinária de 27 de setembro de 1999, está sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais à sua rentabilidade projetada, conforme determinado pela Resolução ANEEL nº 269, de 15 de setembro de 1999. Tal amortização poderá ser revisada anualmente, a critério da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, em função dos resultados realizados comparativamente aos dados projetados.

- (b) O ativo imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

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 produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo os mesmos serem retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do Órgão do Poder Concedente, a ANEEL. 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, ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

De acordo com a Instrução Geral nº 52 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o ativo imobilizado os seguintes valores referentes aos juros de empréstimos de terceiros vinculados ao ativo imobilizado em curso:

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Encargos financeiros contabilizados no resultado	166.684	96.604	207.611	115.513
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(3.327)	(16.076)	(3.338)	(16.353)
Líquido	<u>163.357</u>	<u>80.528</u>	<u>204.273</u>	<u>99.160</u>

(c) Obrigações vinculadas à concessão

As contribuições de consumidores referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

A participação da União refere-se a verbas federais recebidas para execução de empreendimentos vinculados ao serviço público de energia elétrica.

As doações e subvenções referem-se a obras construídas por terceiros e doadas para a Companhia e suas controladas, com vistas à expansão do serviço público de energia elétrica.

(d) Reavaliação

Consubstanciada na lei 6.404 de dezembro de 1976 e na Deliberação CVM 183 de 19 de junho de 1995, a Companhia contratou os serviços de peritos independentes, para efetuar um inventário físico e reavaliação dos seus bens, contabilizados no ativo imobilizado.

Como resultado desse trabalho, a Companhia contabilizou em suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2000, um acréscimo líquido em seu ativo imobilizado de R\$23.333, tendo como contra partida a conta de Reserva de Reavaliação no Patrimônio Líquido.

Como tratamento fiscal da reavaliação efetivada e consoante a Deliberação CVM 183/95, itens, 34 e 35, foi constituída provisão às alíquotas de 25% e 9% para imposto de renda e contribuição social diferidos, respectivamente. A próxima reavaliação será efetuada em 2004.

17. DIFERIDO

	Consolidado	
	2003	2002
Variação cambial diferida	18.457	84.854
Amortização acumulada	(15.125)	(79.203)
Outros	157	4.583
Amortização acumulada	<u>-</u>	<u>(4.583)</u>
	<u>3.489</u>	<u>5.651</u>

Com base nas Deliberações CVM 404/01 e 409/01 e nos termos da Medida Provisória nº 3/01, a controlada em conjunto Investluz S.A., optou pelo diferimento das variações cambiais passivas líquidas ocorridas durante o exercício de 2001.

18. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Circulante				
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais				
Elétricas	101.860	100.597	101.860	100.597
Suprimento de energia elétrica - Companhia do				
São Francisco - Chesf	-	-	14.177	14.562
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais				
Elétricas - (principalmente energia livre a ser ressarcida)	86.208	-	92.662	-
Suprimento energia elétrica - outros	34.000	25.534	37.192	28.075
Materiais	11.807	4.885	14.110	6.295
Serviços	20.399	38.383	28.785	42.925
Total	254.274	169.399	289.386	192.454
Exigível a longo prazo				
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais				
Elétricas - (principalmente energia livre a ser ressarcida)	-	83.996	21.356	107.015
Serviços	84	1.260	84	1.260
Total	84	85.256	21.440	108.275

A parcela de suprimento de energia elétrica de longo prazo se refere à energia livre a ser ressarcida às geradoras (vide nota 6).

19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Controladora:

		Termos modalidade prazo garantias etc.		Termos		Principal	
				Circulante		Exigível a longo prazo	
				Circulante		Exigível a longo prazo	
				2003	2002	2003	2002
Moeda estrangeira							
Fundo ATN AMRO Real S.A.	CDR - 5% CDI	2.704	2.410	28.025	93.711	-	-
Banco Lau S.A.	CDR - 4,80%	2.240	1.553	50.008	55.063	-	-
Banco Sul S.A.	CDR - 5,75%	12	-	9.821	-	-	-
Banco Italo Viazorga Argentina Brasil S.A.	CDR - 1,75%	-	1.593	-	800.022	-	-
Associação dos Depósitos S.A.	CDR - 100% em reais	1	538	11.093	23.071	-	-
Quilô S.A.	CDR - 3%	17	1.390	38.550	38.342	-	-
Banco Ecoleno S.A.	CDR - 5%	600	218	11.858	20.010	-	-
Total		5.216	13.387	160.249	378.669	-	-
Moeda nacional							
		Termos		Principal			
		Circulante		Circulante		Exigível a longo prazo	
		2003	2002	2003	2002	2003	2002
FATFIS	TRTII + 10%	68	950	16.109	18.073	-	14.903
FATFIS - Arco Rapiúba	STIC + 12%	15.127	4.998	23.003	-	180.071	222.233
Banco do Brasil e do Rio Grande do Sul S.A.	11,5% ao CDI	-	201	2.000	10.000	-	-
Ecoleno	2%	27	293	2.190	12.750	13.267	18.600
Banco Alfa S.A.	CDR - 2,80%	-	1.118	-	11.330	-	-
União das Férias Finafeins S.A.	CDR - 3,75%	87	500	10.000	10.517	-	-
Fundo Italo Viazorga Argentina Brasil S.A.	CDR - 5%	1.150	-	65.000	-	-	-
Total		16.312	6.959	128.211	62.673	193.338	255.896
		41.662	20.346	288.460	398.942	193.338	255.896

Todos os empréstimos em moeda nacional estão garantidos por notas promissórias da Companhia. Com as instituições Citibank, BNDES e Eletrobrás além de notas promissórias há como garantias recebíveis de clientes.

O empréstimo com o ABN Amro Bank refere-se a assunção de financiamento de importação de terceiros assumido pela Companhia, com o objetivo de obtenção de capital de giro.

Ainda, visando a obtenção de capital de giro, a Companhia possui empréstimos com os bancos Unibanco, Itaú e Citibank. Os encargos financeiros contratados em conexão com os empréstimos com o Citibank e o Itaú foram objeto de contrato de “swap” para CDI, em 100% do montante devido.

Como parte do empréstimo vinculado ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, a Companhia recebeu do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, o total de R\$253.918 em 2002. Deste montante recebido, já foram amortizados até 31 de dezembro de 2003 R\$100.486 (R\$46.903 do principal e R\$53.583 de juros) e registrados R\$68.702 relativos a atualização pela taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia, perfazendo um saldo de R\$222.134.

Consolidado:

	Taxa média anual de encargos, ajustados por "hedge" quando aplicável	Encargos		Principal			
		Circulante		Circulante		Longo Prazo	
		2003	2002	2003	2002	2003	2002
Moeda estrangeira:							
Banco do Brasil S.A.	4,5% a 8%:	67	91	503	183	6.108	8.145
Banco ABN AMRO Real S.A.	CDI - 2,20% e 11,00%	2.268	2.481	28.973	12.211	14.738	18.020
Banco Itaú S.A.	CDI - 2,00%	2.317	1.373	57.417	75.963	-	-
Banco Bilbao Vizcaya Argentina Brasil S.A.	CDI + 1,50% e 4,95%:	-	5.482	-	105.766	-	-
HSBC Bank Brasil S.A.	110% CDI + 2,31	144	867	17.457	25.941	-	-
Bank Boston-Banco Múltiplo S.A.	105% CDI e 35,24%	-	405	-	7.110	-	-
Banco Europeu de Investimentos - BEL	5,49%	1.589	1.788	-	-	52.627	64.359
Banco Santander Brasil S.A.	33%	89	2.348	19.783	15.446	-	-
Caixa Geral de Depósitos S.A.	ETICG + Libor - 0,85%	31	538	17.037	22.071	-	-
Banco Safra S.A.	CDI + 5,4%	42	-	9.821	-	-	-
Citibank S.A.	104,85% CDI e 2,36%	17	4.195	33.510	88.332	-	-
Banco Bradesco S.A.	CDI - 5% e 9,15%	1.079	218	27.641	20.010	-	-
Total		7.643	19.764	217.139	393.033	73.471	90.524
	Taxa média anual de encargos						
Moeda nacional:							
Banco do Brasil S.A.	10,028% e TILIP + 5%	197	-	9.107	1.444	-	14.806
Banco do Brasil S.A. - Lei 8.727	TR - 10,028%	141	137	1.634	-	15.111	-
BNDES	URCULP - 10% e	89	983	16.989	19.500	1.742	17.446
BNDES (Ativo Regulatório)	Selic + 1%	15.669	4.391	37.529	9.859	230.955	278.716
Banco do Estado do Ceará - BEC	TR + 7,03%	4	4	-	-	307	261
Banco do Nordeste	TILIP + 4%	1	1	79	75	145	213
União dos Bancos Brasileiros S.A.	CDI - 3,25%	81	501	10.099	19.631	49	141
Banco Bilbao Vizcaya Argentina Brasil S.A.	CDI - 5%	1.109	-	65.000	-	-	-
Banco do Estado do Rio Grande do Sul S.A.	115% CDI	7	201	2.000	10.000	-	-
Banco Alfa S.A.	CDI - 2,80%	-	1.145	-	14.330	-	-
Eletrobrás	5% e TINTL - 7,5% a 8,5%:	28	320	7.783	10.003	32.849	43.393
		17.517	8.185	150.211	84.832	281.139	355.006
		24.960	27.929	367.350	477.885	354.630	445.530

O empréstimo com Enersis Internacional, renovado pela controlada indireta COELCE em 2003 no montante de US\$62.222 mil, possui taxa de juros de 10,5% a.a. (6,5% a.a. em 2002) acrescido de variação cambial e tem vencimento para novembro de 2004.

Do total consolidado de empréstimos e financiamentos, R\$118.318 estão garantidos por vínculos com a receita de energia elétrica (arrecadação) da controlada indireta COELCE.

A controlada indireta COELCE realizou operação de empréstimo de curto prazo, junto ao Banco do Brasil, em 28 de agosto de 2003, no valor de R\$25.000, com vencimento previsto para 22 de agosto de 2004.

A Companhia e sua Controlada em conjunto mantém contratos de *swap* para os empréstimos em moeda estrangeira, conforme detalhado na nota 38.

A controlada indireta COELCE contratou, em 2002, operações de empréstimo junto ao Banco Europeu de Investimentos – BEI e ao ABN Amro Bank. Durante a vigência dos contratos, a controlada indireta comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2003:

OBRIGAÇÕES FINANCEIRAS ESPECIAIS			ABN	BEI
Dívida (com <i>swap</i>) Π Ativo Total	Máximo		0,6	-
Dívida (com <i>swap</i> e fornecedores) Π Ativo Total	Máximo		-	0,7
	Mínima em			
EBITDA(*) Π Encargos da Dívida	12 meses		3,0	3,0

(*) Resultado antes da subtração de juros, impostos, depreciação e amortização

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo tem sua curva de amortização distribuída como segue:

	2003		2002	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
2004	-	-	48.706	77.004
2005	32.129	63.203	33.744	77.795
2006	32.129	47.324	33.741	52.029
2007	31.732	55.355	33.373	48.580
2008	27.279	50.807	28.987	112.825
Após 2008	72.006	137.911	77.297	77.297
	<u>195.275</u>	<u>354.630</u>	<u>255.851</u>	<u>445.530</u>

Varição de moedas/indexadores nos exercícios de 2003 e 2002:

Moeda/ Indexador	2003	2002
	Varição %	Varição %
SELIC	23,35	19,17
CDI	23,25	19,09
URVLP	5,26	3,71
TR	4,65	2,80
US\$	(18,23)	52,27
EURO	(1,90)	79,40
LIBOR	1,50	2,40
FINEL	1,74	5,06

20. OPERAÇÕES COM DERIVATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Contas a receber				
Operações de <i>Forward Swap</i>	-	137.232	-	163.272
Contas a pagar				
Operação <i>Swap</i>	94.074	-	100.569	-

A Companhia mantém contratos de “*swap*” com o objetivo de proteção (“*hedge*”) ao risco cambial dos passivos denominados em dólares norte-americanos (vide nota 38). O saldo desses contratos nas datas dos balanços, a receber e a pagar estão registrados em contrapartida do resultado do exercício.

21. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	77.053	28.048	86.992	36.558
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	6.137	38.963	6.137	38.963
Instituto nacional de seguro social - INSS	2.770	1.890	2.770	1.890
Imposto de renda - IR	-	32.824	941	35.758
Outros	615	517	10.287	3.487
	<u>86.575</u>	<u>102.242</u>	<u>107.127</u>	<u>116.656</u>

22. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos com partes relacionadas em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 são apresentados como segue:

Controladora:

	2003				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Receita (Despesa)
CI RJ OVERSEAS Inc.					
Empréstimos e financiamentos	-	654.142	-	1.076.411	85.768
Diversos				4.609	1.028
COFLUX - Companhia Energética do Ceará					
Mútuo e serviços prestados	-	-	-	-	(16.90)
ENDESA INTERNACIONAL S.A.					
Encargos de dívidas	-	-	-	5.769	(1.009)
ENERTRAD Comercializadora de Energia S.A.					
Compra de energia	-	-	7.860	-	(33.232)
CTEN - Companhia de Interconexão Energética					
Compra de energia	-	32.158	93.568	-	(189.800)
Luz de Rio Ltda.					
Encargos de dívidas	-	-	-	20.516	(3.592)
Diversos	-	507	-	-	-
Investruz S.A.					
Mútuo	-	-	78.141	-	(6.604)
Outras	<u>1.150</u>	<u>1.005</u>	<u>11.741</u>	<u>-</u>	<u>(9.845)</u>
Total	<u>1.250</u>	<u>687.802</u>	<u>191.110</u>	<u>1.307.335</u>	<u>(159.406)</u>

	2002			
	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Receita (Despesa)
CERJ OVERSEAS Inc. Empréstimos e financiamentos	768.740	-	1.427.050	(447.929)
COELCE - Companhia Energética do Ceará Serviços prestados	422	-	-	-
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de dívidas	-	-	4.760	(3.581)
CIEN - Companhia de Interconexão Energética Compra de energia	-	1.000	-	(1.000)
Luz de Rio Juba. Encargos de dívidas	-	-	16.953	(12.755)
Outras	237	958	-	4.274
Total	769.399	1.958	1.449.369	(460.981)

Consolidado:

	2003					
	Circulante	Renovável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Resultados de Exercícios Anteriores	Receita (Despesa)
COELCE - Companhia Energética do Ceará Valor e Serviços prestados	-	-	-	-	-	(1.386)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de dívidas	-	-	-	2.609	-	(1.065)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Compra de energia	-	-	7.860	-	-	(33.242)
CIEN - Companhia de Interconexão Energética Compra de energia	-	32.158	95.508	-	-	(2.525)
Serviços	-	-	3.037	-	-	-
Outros Créditos	-	975	-	-	-	-
CIETEC - Centro Científico Tecnológico de Fortaleza Serviços e Recebimentos relacionados de venda de energia	-	-	-	-	21.937	-
ENERSIS INTERNACIONAL Empréstimos e financiamentos	-	-	65.489	733.138	-	(37.378)
Encargos de dívidas	-	-	688	-	-	-
ENERSIS S.A. Agência Empréstimos e financiamentos	-	-	-	27.837	-	3.714
Luz de Rio Juba. Encargos de dívidas	-	-	-	20.326	-	(3.597)
Serviços	-	507	-	-	-	-
Investidos Valor	-	-	49.800	-	-	(4.398)
Outras	1.250	205	12.158	50	-	(9.845)
Total	1.250	712	128.135	801.461	21.937	(738.674)

	2002			
	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Receita (Despesa)
ENERSIS S.A. Serviços prestados e empréstimos	32	69	904.107	(173.232)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Empréstimos e financiamentos	-	81.628		
Encargos de dívidas	-	472	4.760	(3.581)
CIEN - Companhia de Interconexão Energética Compra de energia	-	1.000	-	(1.000)
Luz de Rio Encargos de dívidas	-	-	16.953	(12.755)
Outras	195	1.915	44	4.274
Total	<u>227</u>	<u>85.084</u>	<u>925.864</u>	<u>(486.294)</u>

As transações com partes relacionadas foram contratadas em condições usuais de mercado, na avaliação da Administração das Companhias, conforme abaixo discriminadas:

a) CERJ Overseas Inc.

Transações ativas

Empréstimos concedidos a CERJ Overseas Inc. em 1998, suportados por contratos de mútuo no montante de US\$206.887 mil, a taxa de juros 6% a.a. mais Libor, com vencimento em 30 de dezembro de 2006.

Transações passivas

Referente a repasse de financiamentos externos obtidos pela controlada, que estão suportados em contrato de mútuo no valor de US\$350.000 mil com juros de 11,2% a.a. e com vencimento final em 6 de outubro de 2008.

b) Enersis Internacional e Enersis S.A Agência.

O empréstimo com Enersis Internacional, renovado pela controlada indireta COELCE em 2003 no montante de US\$62.222 mil, possui taxa de juros de 10,5% a.a. (6,5% a.a. em 2002) acrescido de variação cambial e tem vencimento para novembro de 2004. Também com a Enersis Internacional, a controla Cerj Overseas possui um saldo de US\$249.142 mil, relativo ao empréstimo US\$242.000 mil e US\$7.142 mil com a controladora Enersis S.A. Agência a taxa Libor mais 3,5% a.a. de juros com pagamentos semestrais.

c) Luz de Rio Ltda.

O montante se refere a novação da dívida da CERJ com a Luz de Rio Ltda, originada após a conversão de debêntures em ações ocorrida em 16 de julho de 2002.

d) Investluz S.A.

A Sociedade firmou dois contratos de empréstimo para a Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ, em 27 de junho de 2003 e em 05 de setembro de 2003, no montante de R\$ 55.000 e R\$ 16.837 e vencimento em junho de 2004 e maio de 2004, respectivamente. Ambos contratos têm taxa de juros equivalente a 115% do CDI.

O valor total do empréstimo em 31 de dezembro de 2003 é de R\$ 78.441, sendo R\$ 71.837 referente a principal e R\$ 6.604 referente a juros.

Ambos contratos foram autorizado pela ANEEL através do ofício n.º 937/2003.

e) Enertrade

Refere-se ao contrato de compra de energia com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2022 com preço médio homologado pela ANEEL e reajuste anual com base em 100% da variação do IGPM.

f) Companhia de Interconexão Energética – CIEN.

Contratos de compra de energia homologados pela ANEEL com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2018 e 30 de dezembro de 2022, respectivamente. Sendo o primeiro contrato reajustado anualmente com base em 100% da variação do IGPM e o segundo com reajuste anual com base em 25% da variação do IGPM e 75% da variação do dólar.

g) O saldo de “Outras” demonstrado nos quadros acima está representado principalmente pelas seguintes empresas:

- Cam Brasil Multiserviços Ltda., Synapsis Brasil S.A., Enersis S.A., oriundos principalmente da prestação de serviços especializados, tais como: gerenciamento de software, administração e finanças, prestação de serviços de informática, relacionados diretamente às operações das Companhias.
- Endesa Internacional S.A., por gastos incorridos pelas atividades de auditoria corporativa na CERJ.

23. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Provisão de férias	8.617	7.981	11.233	10.262
Imposto de renda e contribuição social a pagar	3.993	102.418	4.873	102.835
	<u>12.610</u>	<u>110.399</u>	<u>16.106</u>	<u>113.117</u>

A variação apresentada na rubrica de imposto de renda e contribuição social a pagar refere-se à transferência, para a conta de provisão para contingências fiscais, dos valores relativos à liminar obtida para compensação de 70% de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

24. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Circulante				
Consumidores	6.130	1.601	6.130	1.601
Taxa de iluminação pública	1.242	309	3.074	2.456
Eletrobras – juros do empréstimo compulsório	1.814	5.851	1.893	6.131
Encargos do consumidor	4.088	2.479	7.785	6.967
Projetos de extensão de redes	4.217	2.007	4.217	2.007
Participação dos empregados	-	-	2.038	1.719
Diversos	946	-	1.829	2.264
	<u>21.437</u>	<u>12.247</u>	<u>29.966</u>	<u>23.445</u>
Exigível a longo prazo				
CERJ Overseas - passivo a descoberto	150.922	211.801	-	-
FGTS/ conta empresa	1.060	1.060	1.060	1.060
Salário educação	6.899	5.405	6.899	5.405
Imposto de renda	2.960	2.960	2.960	2.960
Diversos	386	385	889	905
	<u>162.227</u>	<u>221.611</u>	<u>11.808</u>	<u>10.330</u>

25. PARCELAMENTO ESPECIAL – LEI 10.684

Em 29 de agosto de 2003, a Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal/Parcelamento Especial – PAES, também conhecido como REFIS II, instituído pela Lei nº 10.684/2003. Tal adesão teve como objetivo o parcelamento de débitos oriundos de notificações fiscais de lançamentos de débito do Instituto Nacional do Seguro Social – INSS emitidos contra a Companhia, no período de outubro/96 a julho/2000, em 120 (cento e vinte) meses, cujos valores se referiam, preponderantemente, a responsabilidade solidária sobre contratações de serviços terceirizados, sobre os quais a avaliação dos consultores da Companhia, quanto ao risco de perda das impugnações efetuadas se mostrava provável.

Do montante total de R\$51.688 até 31 de dezembro de 2003 foram amortizados R\$1.990 e estão classificados no passivo circulante R\$4.776 e o valor restante, R\$45.213 no exigível a longo prazo.

26. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

	Controladora	Consolidado		
	2003	2003		
	Exigível a longo prazo	Passivo circulante	Exigível a longo prazo	Total
Contribuições parceladas	-	2.756	16.532	19.288
Saldo negociado contribuições em atraso	109.377	2.072	109.377	111.449
Provisão conforme Deliberação CVM nº 371	168.520	-	174.454	174.454
Total	277.897	4.828	300.363	305.191

	Controladora	Consolidado		
	2002	2002		
	Exigível a longo prazo	Passivo circulante	Exigível a longo prazo	Total
Contribuições parceladas	-	2.281	17.106	19.387
Saldo negociado contribuições em atraso	123.136	1.907	123.136	125.043
Provisão conforme Deliberação CVM nº 371	173.664	-	179.598	179.598
Total	296.800	4.188	319.840	324.028

a) Fundo de pensão

A Companhia é patrocinadora da Fundação CERJ de Seguridade Social - BRASILETROS, pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários aos empregados da Companhia. A BRASILETROS adota o tipo de plano misto: “Plano de Benefício Definido” e “Contribuição Definida” para o cálculo e acumulação dos recursos necessários ao seu plano previdenciário. Cumpre citar que a BRASILETROS oferece, ainda, o benefício de assistência médica aos seus participantes.

O Plano de suplementação de aposentadoria e pensão é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, objetivando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para formar as reservas necessárias para honrar os compromissos atuais e futuros.

Os métodos atuariais adotados são o agregado, para o Plano de Complementação de Aposentadoria (PCA) e o de capitalização individual, para o Plano de Contribuição Definida (PACD).

Com base na lei 6.435 de 15 de julho de 1977, a patrocinadora e os participantes efetuam contribuições, conforme os seguintes critérios e percentuais, definidos no regulamento dos planos:

I) Plano de complementação de aposentadoria - (PCA)

Patrocinadora

Contribui com 5,03% da folha de salários, dos quais 1,32% são destinados à cobertura dos benefícios e 3,71% utilizados para cobertura das despesas administrativas.

Participantes ativos

A contribuição varia de 1,75% a 10% do salário, dependendo da faixa salarial.

Participantes assistidos

Essa contribuição é definida anualmente com base no resultado do plano de custeio, que corresponde atualmente aos mesmos percentuais cumulativos vigentes para os participantes ativos.

II) Plano de aposentadoria de contribuição definida - (PACD)

Patrocinadora

Contribui com 4,20% da folha de salários dos participantes ativos com base na posição de 31 de dezembro de 2003.

Participantes Ativos

Contribui em percentuais definidos no regulamento do plano, limitado ao salário teto de contribuição do Instituto Nacional de Seguridade Social – INSS, sendo que, com base na população ativa de 31 de dezembro de 2003, o percentual médio apurado foi de 4,57%.

b) Obrigações com benefício pós-emprego

A Companhia optou por registrar os passivos atuariais conforme previsto na Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, diretamente no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001, líquidos dos efeitos tributários correspondentes. Os participantes dos planos estão posicionados em 31 de dezembro de 2003, conforme quadro abaixo:

	2003	2002
Participantes ativos	1.340	1.425
Participantes aposentados	1.866	1.904
Participantes falecidos	561	518
	<u>3.767</u>	<u>3.847</u>

O passivo atuarial apurado em 31 de dezembro de 2003 reflete o cálculo efetuado por atuário independente em conformidade com a deliberação CVM nº 371.

A composição da obrigação atuarial da controladora, em 31 de dezembro de 2003, é como segue:

<u>Conciliação dos (ativos)/passivos</u>	<u>Planos de aposentadoria</u>	<u>Benefício saúde para aposentadoria</u>	<u>Plano de assistência médica</u>	<u>Total</u>
Valor presente das obrigações atuariais totalmente desoneradas	384.019	98.592	40.137	522.748
Valor justo dos ativos	(184.612)	(60.239)	-	(244.851)
Passivo atuarial reconhecido	<u>199.407</u>	<u>38.353</u>	<u>40.137</u>	<u>277.897</u>

Movimentação do passivo atuarial em 2003:

Reconciliação	Planos de aposentadoria	Benefício saúde para aposentadoria	Plano de assistência médica	Total
Passivo reconhecido no início do ano	220.862	37.582	38.416	296.860
Despesas de 2003	25.174	5.660	4.421	35.255
Contribuições anuais da CERJ	(42.323)	(11.172)	(1.432)	(57.929)
Ganhos (Perdas) atuariais reconhecidos	(4.241)	6.283	1.732	3.771
Passivo atuarial reconhecido em 31/12/03	<u>199.467</u>	<u>38.353</u>	<u>40.137</u>	<u>277.897</u>

Movimentação do valor justo dos ativos dos Planos de Aposentadoria e Benefício saúde para aposentadoria:

Valor Justo dos ativos no início do ano de 2003	(156.586)
Rendimento real dos ativos	(73.720)
Contribuições pagas em 2003	(53.847)
Benefícios pagos em 2003	<u>39.302</u>
Valor justo dos ativos do plano no final do ano de 2003	<u>(244.851)</u>

Despesa prevista para 2004:

Custo do serviço corrente	6.612
Custo dos juros	56.982
Retorno dos investimentos	(27.756)
Contribuição esperada dos participantes	<u>(140)</u>
Total	<u>35.698</u>

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo foram:

- Taxa de desconto nominal para obrigação atuarial 12,34% a.a.
- Índice estimado de aumento nominal dos salários 5,54% a.a.
- Índice estimado de aumento nominal dos benefícios 4,50% a.a.
- Taxa de rendimento nominal esperada sobre ativos do plano 12,34% a.a.
- Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para determinação das taxas nominais acima) 4,50% a.a.
- Tábua de mortalidade geral UP-84

Informações adicionais:

- (1) Os ativos do plano foram estimados para 31 de dezembro de 2003, com base nos valores apurados em 30 de novembro de 2003;
- (2) Os dados cadastrais individuais utilizados são de 31 de julho de 2003, projetados para 31 de dezembro de 2003;
- (3) As estatísticas cadastrais apresentadas consideram o grupo familiar de benefícios como um único benefício;
- (4) O aumento no passivo na adoção desse pronunciamento foi reconhecido integralmente;
- (5) A posição de participantes aguardando o benefício inclui os participantes com situação pendente na BRASILETROS.

c) Contribuições em atraso

Foi assinado em 18 de novembro de 1996 com a Fundação CERJ de Seguridade Social - BRASILETROS, o contrato de Consolidação de Dívida, relativo às contribuições mensais da patrocinadora repassadas no período de agosto de 1987 a setembro de 1996, que acrescidas dos respectivos encargos totaliza em 31 de dezembro de 2003, R\$111.449 (R\$123.136 em 2002).

Esta dívida está sujeita à atualização monetária com base na variação mensal do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor), acrescida de 1% ao mês. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2003 deverá ser pago em 34 parcelas mensais até 31 de outubro de 2006.

d) Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas compreendem o passivo atuarial de responsabilidade da coligada indireta COELCE.

A COELCE é patrocinadora de fundo de pensão de benefício definido, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal complementar os benefícios a que têm direito auferir, como segurados de previdência social e os empregados da COELCE.

Os mesmos procedimentos descritos acima em relação ao reconhecimento do passivo atuarial, foram também adotados pela COELCE.

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Controladora

Contingências	2003			2002		
	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios
	No exercício (*)	Acumulada		No exercício (*)	Acumulada	
Trabalhistas	62.821	185.813	7.051	11.215	122.992	37.631
Cíveis	11.164	125.762	58.885	54.725	114.598	17.780
Fiscais	162.582	371.761	60.051	116.751	209.379	49.156
Aneel	3.800	3.800	639			
Total	240.167	687.136	126.629	182.691	446.969	104.587

Consolidado

Contingências	2003			2002		
	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios
	No exercício (*)	Acumulada		No exercício (*)	Acumulada	
Trabalhistas	61.321	192.611	9.676	13.809	128.290	39.867
Cíveis	9.801	130.081	60.702	47.626	120.280	18.156
Fiscais	164.209	391.996	60.161	136.604	227.787	50.431
Aneel	3.800	3.800	639			
Total	242.131	718.488	131.178	198.039	476.357	108.454

(*) O valor da provisão constituída no exercício inclui a atualização monetária destes saldos classificada na linha de despesas financeiras.

A Administração da Companhia e de sua controlada e controlada em conjunto entendem que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus assessores jurídicos, foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

A Companhia possui processos de naturezas cível e trabalhista em andamento num montante aproximado de R\$192.000 (R\$215.000 no consolidado), cuja probabilidade de perda foi estimada como possível não estando, portanto, nenhuma provisão registrada nas demonstrações financeiras.

a) Contingências trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade, demissões sem justa causa, etc.

b) Contingências cíveis

A situação jurídica das Companhias engloba processos de natureza cível, nos quais as Companhias são ré, sendo grande parte associada a pleitos de danos morais e materiais.

c) Contingências fiscais

Os litígios fiscais de maior relevância são referentes a:

- Autos de Infração de ICMS, correspondentes a fiscalização ocorrida no período de jun/00 a jan/02, que foram contestados pela CERJ e estão em fase de julgamento pela Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro;
- Autos de Infração do INSS, emitidos basicamente por exigência de encargos previdenciários por responsabilidade solidária, sobre contratação de mão-de-obra, cujos autos foram impugnados e estão em julgamento pelo INSS;
- PIS - Foram efetuados depósitos judiciais dos montantes apurados no período de ago/96 a dez/2002, cuja correspondente despesa com provisão para contingência foi reconhecida em nosso resultado. Outras contingências oriundas de interpretações das legislações fiscais e tributárias, estão igualmente contingenciadas;
- COFINS - Estão registradas em contingências fiscais os valores não recolhidos por divergências de interpretações nas legislações tributárias e fiscais.

A Companhia possui medida judicial contra a incidência da COFINS sobre as operações de energia elétrica, tendo como argumento a imunidade tributária definida no § 3º do art. 155 da Constituição Federal de 1988. Com o advento da Emenda Constitucional nº 33/01 de 11/12/01 que modificou o texto do dispositivo constitucional citado, a Companhia passou a recolher os valores dessa contribuição, de acordo com o que dispõe a Lei 9.718/98.

O processo judicial ingressado pela União Federal contra a Companhia, pelo não pagamento da Cofins do período de julho de 1996 a dezembro de 2001, teve no final de dezembro de 2003, mais uma decisão favorável à Companhia pelo Órgão Especial do Tribunal Federal. Devido aos êxitos anteriores e à opinião dos assessores jurídicos da Companhia da causa ter êxito possível, a Administração da Companhia decidiu por não constituir provisão para contingências relacionadas a este processo judicial.

28. RESULTADOS DE EXERCÍCIOS FUTUROS

	<u>Consolidado</u>
	<u>2003</u>
Receita recebida antecipadamente	<u>21.037</u>
	<u>21.037</u>

A controlada indireta COELCE reconheceu, no exercício de 2003, os efeitos do reposicionamento tarifário concedido pela ANEEL (23 de abril de 2003) relativos à previsão para aquisição de energia junto à Central Geradora Termoeletrica de Fortaleza – CGTF (parte relacionada) iniciada em dezembro de 2003. A administração da controlada indireta COELCE entende que uma parcela da receita auferida pela COELCE a partir do reposicionamento não recebe custo correspondente, uma vez que a aquisição de energia termelétrica materializou-se

somente a partir de dezembro de 2003.

O montante de R\$21.037 refere-se à estimativa da Administração da controlada indireta COELCE sobre a diferença entre a receita efetivamente auferida pela tarifa autorizada para o período de abril a dezembro de 2003 e aquela estimada caso o reposicionamento tarifário adotado em abril de 2003 não refletisse o aumento de custo decorrente da aquisição de energia junto a Central Geradora Termelétrica de Fortaleza – CGTF. A amortização do saldo teve início em dezembro e prolongar-se-á até 23 de abril de 2004, data do próximo reajuste autorizado.

29. PARTICIPAÇÃO DE MINORITÁRIOS

A parcela de participação de minoritários apresentada no balanço consolidado representa a participação societária da CERJ na controlada em conjunto Investluz, que por sua vez participa na Companhia Energética do Ceará - COELCE com 56,59%. A participação dos minoritários é demonstrada como segue:

	2003	2002
Patrimônio líquido da COELCE em 31 de dezembro	1.137.425	1.170.659
Participação dos acionistas não controladores da COELCE	43,41%	43,41%
	<u>493.756</u>	<u>508.183</u>
Participação dos acionistas não controladores da COELCE na reserva de ágio	<u>(341.400)</u>	<u>(365.118)</u>
Participação de minoritários apresentada no balanço consolidado	152.356	143.065
Participação da CERJ na Investluz	<u>36,43%</u>	<u>36,43%</u>
	<u>55.503</u>	<u>52.119</u>

A participação proporcional dos acionistas minoritários da COELCE no resultado consolidado relativo ao exercício findo em 31 de dezembro de 2003 alcança R\$14.461 (R\$13.177 em 2002).

30. CAPITAL SOCIAL

Durante o exercício social findo em 31 de dezembro de 2003, não houve alteração no capital social da Controladora, que conforme Assembléia Geral Extraordinária é de 2.895.563.869.685 ações ordinárias, sem valor nominal, todas integralizadas que se encontram assim distribuídas:

	Número de ações ordinárias 2003 e 2002
Ações ao portador aguardando substituição por nominativas	2.962.931.400
Ações nominativas	<u>2.892.600.938.285</u>
Total	<u>2.895.563.869.685</u>

Em 31 de dezembro de 2003, o capital social da Companhia é de R\$915.424 e a sua composição acionária tem a seguinte distribuição:

	% de participação no capital
Acionista	
Energis S.A. Agência	40,03
Chilectra S.A. Agência	19,62
Luz de Rio Ltda.	12,89
Eletricidade de Portugal Intern SGPS	11,27
Endesa Internacional S.A.	10,39
Endesa Internacional Energia	3,19
Outros	2,61
Total	<u>100,00</u>

De acordo com o estabelecido pelo estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

Em 8 de dezembro de 2003, através de Assembléia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia decidiram por aprovar um novo aumento do capital social da CERJ no montante de R\$710.000.

31. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é como segue:

Controladora

	Nº de consumidores (Não auditado)		MWh (Não auditado)		Valor	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Fornecimento faturado:						
Residencial	1.716.199	1.587.778	2.876.271	2.745.138	1.039.962	895.243
Industrial	5.875	5.920	1.759.989	1.729.425	375.424	285.258
Comércio, serviços e outras	133.539	137.306	1.198.529	1.364.089	591.422	176.541
Rural	39.904	38.280	209.383	198.030	38.236	27.711
Poder público	8.740	8.121	369.346	317.715	79.601	52.162
Iluminação pública	222	225	238.675	224.049	55.453	42.381
Serviços públicos	919	774	264.270	257.439	55.906	40.751
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	21.178	22.964
	<u>1.905.198</u>	<u>1.778.404</u>	<u>7.116.463</u>	<u>6.835.935</u>	<u>2.257.176</u>	<u>1.653.011</u>
Suprimento	4	3	282.014	309.908	33.221	72.196
Disponibilidade de rede elétrica	-	-	-	-	4.355	-
Baixa renda	-	-	-	-	46.579	13.761
Ativo regulatório	-	-	-	-	(90.612)	41.106
Outras receitas	-	-	-	-	20.847	19.624
Impostos	-	-	-	-	(653.396)	(447.489)
Cota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(25.217)	(20.237)
Encargo de Capacidade Emergenci	-	-	-	-	(54.607)	(30.594)
Total	<u>1.905.202</u>	<u>1.778.407</u>	<u>7.398.482</u>	<u>7.145.843</u>	<u>1.538.346</u>	<u>1.301.373</u>

Consolidado:

	Nº de consumidores (Não auditado)		MWh (Não auditado)		Valor	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Fornecimento faturado:						
Residencial	2.110.760	2.169.115	3.580.850	3.174.923	1.225.485	980.420
Industrial	8.265	8.684	2.369.639	2.343.201	487.490	372.060
Comércio, serviços e outras	183.801	183.271	1.794.797	1.732.154	712.072	466.291
Rural	131.483	126.103	404.540	352.450	67.771	46.157
Poder público	17.162	16.770	472.160	410.222	109.794	73.562
Iluminação pública	437	320	355.232	329.910	70.001	58.672
Serviços públicos	1.363	1.169	339.493	330.652	78.131	51.038
*Transferência receita antecipada	-	-	-	-	(21.037)	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	25.126	26.418
	<u>2.673.271</u>	<u>2.510.432</u>	<u>9.296.704</u>	<u>8.873.512</u>	<u>2.754.833</u>	<u>2.054.618</u>
Suprimento	5	4	284.754	313.467	34.562	96.870
Disponibilidade de rede elétrica	-	-	-	-	4.690	229
Baixa renda	-	-	-	-	79.141	23.733
Ativo regulatório	-	-	-	-	(106.511)	48.707
Outras receitas	-	-	-	-	26.953	25.118
Impostos	-	-	-	-	(778.904)	(517.950)
Cota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(30.871)	(25.409)
Encargo de Capacidade Emergenci	-	-	-	-	(70.644)	(40.861)
Total	<u>2.673.276</u>	<u>2.510.436</u>	<u>9.581.458</u>	<u>9.186.979</u>	<u>1.913.449</u>	<u>1.635.655</u>

32. DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidada	
	2003	2002	2003	2002
Despesas de pessoal:				
Remunerações	(48.246)	(44.648)	(68.593)	(63.474)
Encargos sociais	(17.049)	(17.533)	(24.092)	(24.084)
Benefícios	(43.556)	(35.640)	(49.749)	(42.640)
Outros	-	-	(1.931)	(291)
Transferência para Imobilizado em curso	21.545	17.924	26.538	23.015
Total	(87.306)	(79.897)	(117.827)	(106.874)
Outras despesas operacionais:				
Encargos de uso rede elétrica	(7.640)	(6.986)	(7.640)	(6.991)
Despesas gerais	(8.997)	(8.989)	(11.609)	(7.312)
Custo do serviço prestado a terceiros	(4.140)	(4.770)	(4.140)	(4.770)
Pesquisa e desenvolvimento eficiência energética	(3.811)	(2.886)	(4.692)	(6.340)
Arrendamento e aluguel	(2.083)	-	(3.164)	(2.083)
Taxa de fiscalização ANEEL	(2.536)	(2.180)	(3.313)	(4.893)
Seguros	(1.688)	-	(2.135)	(1.688)
Doações, contribuições e subvenções	(1.055)	(1.633)	(1.598)	(1.537)
Tributos	(767)	(861)	(1.024)	(861)
Compensação financeira pela utilização recursos hídricos	(269)	-	(269)	(269)
Total	(31.588)	(28.285)	(70.584)	(37.344)

Os honorários dos administradores foram fixados em Assembléia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2003. Os montantes de R\$11.434 e R\$7.513, foram apropriados ao resultado do exercício, na rubrica de pessoal, durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e de 2002, respectivamente.

33. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

A composição da energia elétrica comprada para revenda é como segue:

	Controladora		Consolidada	
	2003	2002	2003	2002
Centrais Elétricas Furnas	(393.948)	(394.798)	(393.948)	(394.798)
Companhia de Interconexão Energética - CIEF	(189.800)	(1.000)	(216.261)	(1.000)
Itaipu Binacional	(189.024)	(210.314)	(189.024)	(210.314)
Rede básica	(103.237)	(87.864)	(125.537)	(105.601)
Enertrade Comercializadora de Energia S.A.	(33.232)	-	(33.232)	-
CVA 2003 - Itaipu	(21.117)	58.966	(21.117)	58.966
Encargos de conexão	(12.030)	(9.785)	(13.015)	(10.399)
Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo - CENF	(741)	(547)	(741)	(547)
Custo de energia livre	(550)	(5.829)	(3.699)	(6.671)
Excedente	(40)	(231)	(40)	(231)
Companhia Energética de São Paulo - CESP	(19)	(24)	(19)	(24)
Companhia do São Francisco - CHESF	-	-	(110.950)	(113.819)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	-	-	(5.605)	-
Centrais eólicas	-	-	(1.807)	(1.509)
Variação cambial - 2003	8.631	(7.890)	8.631	(7.890)
Contratos bilaterais	-	-	(991)	-
Outros	-	-	(71)	(88)
Total	(935.110)	(659.316)	(1.107.429)	(793.955)

34. RECEITAS (DESPESAS) NÃO OPERACIONAIS, LÍQUIDAS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Receitas não operacionais:				
Ganho na alienação de bens	-	280	-	971
Recuperação Fiscal - Colius	6.816	-	6.816	-
Aluguel	3.234	960	3.234	-
Atualização atuarial	5.144	-	5.144	-
Sobra no inventário de estoques	4.123	537	4.123	537
Instalação de Padrão	2.702	-	2.702	-
Outras	2.251	1.037	4.171	1.975
	<u>24.270</u>	<u>2.814</u>	<u>26.190</u>	<u>3.483</u>
Despesas não operacionais:				
Perda na alienação/desativação de bens, líquido	(86)	(2.650)	(86)	(4.244)
Perda no inventário de estoques	(2.792)	-	(2.792)	(1.075)
Outras	(6.418)	1.449	(8.337)	270
	<u>(9.296)</u>	<u>(1.201)</u>	<u>(11.215)</u>	<u>(5.049)</u>
Total	<u>14.974</u>	<u>1.613</u>	<u>14.975</u>	<u>(1.566)</u>

35. PARTICIPAÇÃO DOS EMPREGADOS NO RESULTADO

A controlada indireta COELCE implementou o programa de participação dos empregados nos resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo no 189 da Lei 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecido. O montante desta participação para o exercício de 2003 foi de R\$1.675 (R\$1.438 em 2002).

36. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pela alíquota fiscal, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(188.851)	(117.718)	(172.986)	(103.681)
Adições: despesas à alíquota nominal (34%)	64.210	142.024	58.815	137.253
Equivalência patrimonial	26.654	(33.144)	26.654	(33.144)
Perdas com títulos inconvertíveis	(25.179)	-	(25.179)	-
Reversão de IRCS sobre reserva de reavaliação em razão de prejuízos	(4.156)	(11.870)	(4.156)	(11.870)
Depreciação Lei 8.200	-	(913)	-	(913)
Prejuízo fiscal - saldo diferido	40.656	160.352	40.656	(71.971)
Base negativa de contribuição	16.080	-	16.080	-
Depreciação Lei 8.200	(913)	-	(913)	-
Participação dos empregados	-	-	(569)	(488)
Outros	(3.544)	(4.014)	(5.022)	4.953
Imposto de renda e contribuição social (correntes e diferidos)	<u>113.478</u>	<u>31.311</u>	<u>105.365</u>	<u>23.791</u>

37. SEGUROS

Risco	Vigência atual	Controladora	
		Valor segurado	
		2003	2002
Danos materiais	31.12.2003 a 31.12.2004	415.977	691.696
Lucros cessantes	(*)	-	1.589.985
		<u>415.977</u>	<u>2.281.681</u>

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por um montante global de R\$415.977 (R\$691.696 em 2002), correspondendo a um prêmio total de R\$434 (R\$1.423 em 2002).

(*) O grupo Endesa após reavaliação e visando redução de custos decidiu não contratar a modalidade de lucros cessantes a partir do ano de 2003.

38. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A CVM, por meio da Instrução nº 235, de 23 de março de 1995, estabeleceu a divulgação, em nota explicativa às demonstrações financeiras, do valor de mercado dos instrumentos financeiros, reconhecidos ou não nas demonstrações financeiras.

O negócio da Companhia e suas controladas compreende a distribuição de energia para os consumidores de suas áreas de concessão, portanto, os instrumentos financeiros significativos estão relacionados às seguintes transações:

- Os saldos de contas a receber e a pagar a longo prazo estão substancialmente relacionados à recomposição tarifária extraordinária e, portanto, não estão sujeitos a ajuste a valor de mercado;
- Aplicações em fundos de curto prazo e/ou aplicações de renda fixa, se aproximam do valor de mercado;
- Os empréstimos da Companhia e suas controladas concentrados no curto prazo, para atendimento de seu capital de giro, aproximam-se de valor de mercado na data de balanço. Para os empréstimos de longo prazo, por se tratarem, em sua maioria, de fontes de financiamentos específicas, o valor de mercado não foi calculado de forma a obter o valor de negociação a taxas vigentes no mercado para contratos em condições e prazos similares. A Companhia adota a prática de celebrar contratos de *swap* junto a instituições financeiras, a fim de reduzir os riscos de taxa de câmbio e de taxa de juros, conforme comentado a seguir.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim enumerados:

a) Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade das Companhias 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 correspondentes despesas financeiras.

Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia celebra contratos de *swap* junto a instituições financeiras (vide nota 20). Os ganhos ou perdas dessas operações estão registrados na demonstração do resultado.

Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia possui registrado no passivo circulante na rubrica, Contas a Pagar de Operações com Derivativos o montante líquido de R\$94.074, referente a perdas não realizadas com contratos de *swap*, resultantes dos efeitos das variações entre taxas de câmbio efetiva e contratada, conforme demonstrado abaixo:

Instituições Financeiras	Tipo de derivativo	Valor do contrato em milhões de US\$	Prazo de vencimento	Descrição	Saldo a receber (a pagar)
Banco ABN AMRO Real S.A.	Swap	10,03	1º trim/04	Dólar/CDI	(9.348)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/01	Dólar/CDI	(113)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/04	Dólar/CDI	(113)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/04	Dólar/CDI	(113)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	2º trim/01	Dólar/CDI	(111)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	2º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	2º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	3º trim/01	Dólar/CDI	(111)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	3º trim/04	Dólar/CDI	(113)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	3º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	4º trim/01	Dólar/CDI	(111)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	4º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	4º trim/01	Dólar/CDI	(111)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/05	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/05	Dólar/CDI	(111)
Citibank S.A.	Swap	19,86	3º trim/04	Dólar/CDI	(2.295)
Citibank S.A.	Swap	25,00	1º trim/04	Dólar/CDI	(14.831)
Citibank S.A.	Swap	25,00	1º trim/04	Dólar/CDI	(14.572)
Citibank S.A.	Swap	15,00	1º trim/01	Dólar/CDI	(8.715)
Citibank S.A.	Swap	28,00	1º trim/04	Dólar/CDI	(15.365)
Deutsche Bank S.A.	Swap	1,70	1º trim/04	Dólar/CDI	(668)
Deutsche Bank S.A.	Swap	11,93	3º trim/01	Dólar/CDI	(16.509)
Banco Itau S.A.	Swap	4,93	2º trim/04	Dólar/CDI	(3.500)
Banco Itau S.A.	Swap	7,30	2º trim/04	Dólar/CDI	(3.784)
Banco Itau S.A.	Swap	2,98	1º trim/01	Dólar/CDI	(1.289)
Banco Itau S.A.	Swap	3,50	2º trim/04	Dólar/CDI	(1.495)
Banco Safra S.A.	Swap	3,40	1º trim/04	Dólar/CDI	4
					<u>194.074</u>

O saldo consolidado de Contas a Pagar de operações com derivativos compreende a perda nessas transações pela controlada em conjunto e coligada indireta da Companhia no valor de R\$100.569.

b) Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade das Companhias 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 mercado.

Outro risco que as Companhias enfrentam é a não-correlação entre os índices de atualização monetária de suas dívidas e das contas a receber. Os reajustes de tarifas de energia elétrica não necessariamente acompanham os aumentos nas taxas de juros locais que afetam as dívidas das Companhias.

c) Risco de crédito

O risco surge da possibilidade das Companhias virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Para reduzir esse tipo de risco, as Companhias têm o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração das Companhias, para refletir possíveis riscos de realização das contas a receber (vide nota 6).

d) Valor de mercado

Nas considerações efetuadas pelas Companhias, foram adotados valores de mercado de transações financeiras com condições similares em 31 de dezembro de 2003.

O valor de mercado dos contratos de “swap” em 31 de dezembro de 2003, os quais estão relacionados aos contratos de empréstimos em moeda estrangeira (vide nota 20), é de perda de R\$(84.073), que em atendimento às normas do Banco Central do Brasil, é calculado através da expectativa de taxas futuras, diferindo assim, do valor contábil.

39. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

O Ministério de Minas e Energia apresentou no final de 2003 as bases para uma ampla reforma institucional no setor elétrico brasileiro. As principais alterações no ambiente constitucional foram definidas por meio da edição das medidas provisórias nº 144 e nº 145:

- Foram criadas três novas estruturas para assegurar o cumprimento dos objetivos do novo modelo: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que executará, dentre outros, os estudos para definição da Matriz Energética, o planejamento integrado dos recursos energéticos e da expansão do setor elétrico; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que fará a administração da contratação de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada - ACR e atuará como interveniente nos contratos bilaterais firmados no *pool* e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que monitorará as condições de atendimento no horizonte de cinco anos e recomendará as ações preventivas para a restauração da segurança do suprimento. Estas novas entidades não representarão custos adicionais para o consumidor;
- O novo modelo institucional do setor elétrico tem os seguintes objetivos principais: promover a modicidade tarifária; garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; assegurar a estabilidade do marco regulatório; e promover a universalização do atendimento;
- Foram definidos dois ambientes de contratação de energia, um regulado, congregando todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia se farão sempre por licitação, pelo critério de menor tarifa, e outro livre, no qual se inscrevem os consumidores livres e os comercializadores, com capacidade de negociar seus contratos de suprimento;
- No novo modelo há a exigência da desverticalização da distribuição, impedindo que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos sejam indevidamente repassados às suas tarifas;
- Quanto a segurança de suprimento, o novo modelo do setor elétrico exige a contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;
- O novo modelo, limita o *self-dealing*, retirando as barreiras existentes na relação entre distribuidores e geradores que não pertençam ao mesmo grupo econômico e estabelece que será assegurado um contrato de compra de energia, pelo prazo mínimo de 15 anos, aos vencedores dos processos de licitação, para atender à expansão do mercado das distribuidoras;
- No novo modelo haverá um maior controle da inadimplência mediante a exigência de contratos de constituição de garantia e, também, ao exigir plena quitação das obrigações intra-setoriais como requisito essencial para os processos de reajuste e revisão tarifária.

Ressalta-se que quase a totalidade dos artigos da Medida Provisória nº 144 remete à regulamentação, sendo assim, não permite uma análise mais profunda das modificações, que possibilite uma adequada avaliação dos impactos sobre a CERJ.

40. PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

A Resolução nº 493, de 3 de setembro de 2002, da Agência Nacional de Energia Elétrica estabeleceu a metodologia e os critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A CERJ encerrou o seu primeiro processo de revisão tarifária no dia 31 de dezembro de 2003, quando da aplicação do Índice de Reposicionamento Tarifário, conforme estabelece o Contrato de Concessão. Para efeito de cálculo do Índice, o valor dos ativos utilizados pela ANEEL foi provisório, devendo ser substituído, quando da aprovação do relatório de avaliação dos ativos, para a devida compensação no reajuste anual de 2004. O percentual de Quota de Reintegração adotado na revisão também foi provisório, devendo ser estabelecido o valor definitivo para compensação no reajuste de 2004, inclusive considerando o valor final da Base de Remuneração.

O índice preliminar de reposicionamento tarifário da Companhia foi de 15,52%, aplicado a partir de 31 de dezembro de 2003, conforme estabelece o Contrato de Concessão. O fator X foi de 1,29%. A Companhia aplicou o reajuste de forma integral, portanto não havendo parcelamento do Índice de Reajuste Tarifário.

41. EVENTOS SUBSEQÜENTES

a) Recomposição Tarifária Extraordinária

Em 12 de janeiro de 2004 a ANEEL publicou a Resolução Normativa n.º 1/2004, que alterou o prazo máximo de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária, de 114 meses para 112 meses (88 meses para 76 no caso da controlada indireta COELCE) e estabeleceu a exclusão do montante da Parcela A, referente ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, do prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento. A recuperação deste montante se dará imediatamente após a compensação da RTE. Além disso retificou o montante de energia livre homologado pela Resolução 483 de 29 de agosto de 2002 para R\$96.829 (R\$71.829 para a controlada indireta COELCE).

b) Aumento de Capital

Em 19 de março de 2004, o capital social da Companhia passou de R\$915.424 para R\$1.625.424, quando se extinguiu o prazo para subscrição das 1.339.622.641.509 novas ações, ao valor de R\$0,53 por lote de mil ações, totalizando o montante aprovado pela Assembléia Geral Extraordinária realizada em 8 de dezembro de 2003, em que os acionistas da Companhia aprovaram o referido aumento de capital, no montante de R\$710.000.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ANEXO III

IAN - Informações Anuais (31/12/2003)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
IAN - INFORMAÇÕES ANUAIS

Divulgação Externa
Data Base - 31/12/2003

Reapresentação por Exigência CVM nº SEP/GEA1 240-04

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - Código CVM 00305-0	2 - Denominação Social CIA. ELETRICIDADE DO RJ - CERJ	3 - CNPJ 33.050.071/0001-58	4 - Denominação Comercial CIA. DE ELETRICIDADE DO RJ - CERJ
5 - Denominação Social Anterior CIA. DE ELETRICIDADE DO RJ - CERJ	6 - NIRE 000033300054944		

01.02 - SEDE

1 - Endereço Completo Praça Leoni Ramos, nº 1	2 - Bairro ou Distrito São Domingos	3 - CEP 24240-200	4 - Município Niterói	5 - UF RJ
6 - DDD 21	7 - Telefone 2613-7783	8 - Telefone 2613-7035	9 - Telefone -	10 - Telex -
11 - DDD 21	12 - Fax 2613-7123	13 - Fax 2613-1799	14 - Fax -	15 - E-mail -

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

ATENDIMENTO NA EMPRESA

1 - Nome Dilma Nascimento Trindade	2 - Cargo Economista	3 - Endereço Completo Praça Leoni Ramos, nº 1 - Bloco 1 - 7º andar	4 - Bairro ou Distrito São Domingos
5 - CEP 24210-200	6 - Município Niterói	7 - UF RJ	8 - DDD 21
9 - Telefone 613-7763	10 - Telefone 613-7000	11 - Telefone 613-7776	
12 - Telex -	13 - DDD 21	14 - Fax 613-7763	15 - Fax 613-7104
16 - Fax 613-7122	17 - E-mail dilma@cerj.com.br		

AGENTE EMISSOR/INSTITUIÇÃO FINANCEIRA

18 - Nome	19 - Contato	20 - Endereço Completo	21 - Bairro ou Distrito
22 - CEP	23 - Município	24 - UF	25 - DDD
26 - Telefone	27 - Telefone	28 - Telefone	
29 - Telex	30 - DDD	31 - Fax	32 - Fax
33 - Fax	34 - E-mail		

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

35 - Item	36 - Município	37 - UF	38 - DDD	39 - Telefone	40 - Telefone
01	Banco Bradesco	RJ	21	2716-8875	-
02	Petrópolis	RJ	24	242-1774	-

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - Nome Abel Alves Rochinha	2 - Endereço Completo Praça Leoni Ramos, nº 1	3 - Bairro ou Distrito São Domingos
4 - CEP 24240-200	5 - Município Niterói	6 - UF RJ
7 - DDD 21	8 - Telefone 2613-7031	9 - Telefone 2613-7000
10 - Telefone -	11 - Telex -	
12 - DDD 21	13 - Fax 2613-7199	14 - Fax -
15 - Fax -	16 - E-mail arochinha@cerj.com.br	

01.05 - REFERÊNCIA/AUDITOR

1 - Data de Início do Último Exercício Social 01/01/2003	2 - Data de Término do Último Exercício Social 31/12/2003	3 - Data de Início do Exercício Social em Curso 01/01/2004	4 - Data de Término do Exercício Social em Curso 31/12/2004
5 - Nome/Razão Social do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu	6 - Código CVM 00385-9	7 - Nome do Responsável Técnico José Carlos Monteiro	8 - CPF do Resp. Técnico 443.201.918-20

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - Bolsa de Valores onde Possui Registro ☐ BVBAAL ☐ BVMESEB ☐ BVPR ☐ BVRI ☐ BVST ☐ BVES ☐ BVPP ☐ BVRG ☒ BOVESPA	2 - Mercado de Negociação Bolsa	3 - Tipo de Situação Operacional	4 - Código de Atividade 112 - Energia Elétrica	5 - Atividade Principal Produção, distribuição e venda de energia elétrica

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO/VALORES MOBILIÁRIOS

1 - Natureza do Controle Acionário Estrangeira	2 - Valores Mobiliários Emitidos pela Cia. ☒ Ações ☐ Debêntures Simples ☐ BDR ☒ Debêntures Conversíveis em Ações ☐ Bônus de Subscrição ☐ Outros ☐ Ações Resgatáveis ☐ Certificado de Recebíveis Imobiliários (CRI) ☐ DESCRIÇÃO ☐ Partes Beneficiárias ☐ Notas Promissórias (NP)

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - Aviso aos Acionistas sobre Disponibilidade das DFs. 15/04/2004	2 - Ata da AGO que aprovou as DFs. 29/04/2004	3 - Convocação da AGO para Aprovação das DFs. 16/04/2004	4 - Publicação das Demonstrações Financeiras 21/04/2004

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - Item	2 - Título do Jornal	3 - UF
01	Diário Oficial	RJ
02	Jornal do Comércio	RJ
03	O Fluminense	RJ

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - Data 21/07/2004	2 - Assinatura

02.01.01 - COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

Item	Nome do Administrador	CPF	Data da	Prazo do	Código Tipo do	
			Eleição	Mandato	Administrador *	Função
01	Antônio Fernando Melo Martins da Costa	230.450.848-00	29/04/2004	2004/2006	2	Presidente do Conselho de Administração
02	Gonzalo Carbó Haya	999.999.999-99	29/04/2004	2004/2006	2	Vice Presidente Cons. de Administração
03	Carlos Alberto S. de Almeida e Loureiro	228.339.958-06	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Efetivo)
04	Martin Serrano Spoerer	999.999.999-99	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Efetivo)
05	Marcelo Andres Liévenes Rebolledo	058.686.147-55	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Efetivo)
06	Gerardo Marcelo Rogelio S. Iribarne	999.999.999-99	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Efetivo)
07	Alfonso Arias Cañete	999.999.999-99	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Efetivo)
08	Rafael José López Rueda	999.999.999-99	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Efetivo)
09	Francisco Carlos Pereira Coelho	641.856.567-34	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Efetivo)
10	Joaquim Armando Ferreira da S. Filipe	053.762.217-92	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Suplente)
11	José Aves de Mello Franco	283.567.996-00	29/04/2004	2004/2006	3	Conselheiro (Suplente) e Dir. Vice Pres.
12	Antonio José Sellare	533.003.948-72	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Suplente)
13	Fernando Gaston Urbina Soto	999.999.999-99	29/04/2004	2004/2006	2	Conselho de Administração (Suplente)
14	José Alejandro Inostroza Lopez	058.786.627-60	26/05/2003	2003/2005	1	Diretor Presidente / Superintendente
15	Eunice Rios Guimarães Batista	248.371.136-72	22/09/2003	2003/2005	1	Diretor de Recursos Humanos
16	Maria Margarita de Las M. Olano Olano	059.066.077-22	22/09/2003	2003/2005	1	Diretor Técnica
17	Abel Alves Rochinha	606.567.607-10	26/05/2003	2003/2005	1	Diretor de Relações com Investidores
18	Gonzalo Alejandro Mardones Pantoja	053.736.047-63	26/05/2003	2003/2005	1	Diretor Comercial

* CÓDIGO: 1 - Pertence apenas à Diretoria;
2 - Pertence apenas ao Conselho de Administração;
3 - Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração.

02.02 - EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL E FORMAÇÃO ACADÊMICA DE CADA CONSELHEIRO (ADMINISTRAÇÃO E FISCAL) E DIRETOR

1. MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

1.1. EFETIVOS

ANTÔNIO FERNANDO MELO MARTINS DA COSTA

Nascido na cidade do Porto, Portugal, em 1954. Formado em Engenharia Civil pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, tendo cursado MBA em Gestão de Empresas pelo Instituto Superior de Estudos Empresariais na mesma Universidade, além de ter frequentado diversos programas para executivos, como o INSEAD, em Fontainebleau, na França, o PADE, Programa de Alta Direção da AESE, na Universidade de Navarra, em Lisboa, Portugal e o Advanced Management Program da Wharton School, Filadélfia, Estados Unidos. Iniciou sua carreira profissional em 1976, ocupando o cargo de Assistente de Hidráulica Geral e Aplicada do Instituto Superior de Engenharia do Porto, tendo se transferido em 1980 para o SMAS da Câmara Municipal do Porto e um ano depois, para a EDP, onde trabalhou durante 8 anos, no setor de Produção Hidráulica. Entre 1989 a 1999, passou pela gerência e direção de corretores e companhias de seguros de Grupo Banco Comercial Português (BCP), como a LMB Porto, a S&R Lisboa e a Ocidental Seguros. Durante esse período, tornou-se administrador da Companhia de Seguros Bonança, do Grupo BCP em 1995 e 4 anos mais tarde, foi empossado como vice-presidente do Conselho de Administração da PZU Insurance Company e vice-chairman do Conselho Superior da PZU Asset Management, na Polónia. Ainda na Polónia, foi presidente do Conselho de Administração da EUREKO Polka. De 1999 a 2003, foi empossado diretor da EUREKO B.V., em Amsterdã, Holanda, e Administrador da Autorege e da Seguro Direto, seguradoras especializadas do Grupo BCP, além de Diretor Geral do Banco Comercial Português. Nesse período, assumiu a Administração da Seguros & Pensões, Holding do Grupo BCP para a área seguradora. Atualmente, exerce o cargo de Diretor-Presidente da EDP Brasil e Presidente do Conselho de Administração das empresas de distribuição de energia elétrica Bandeirante, Escelsa, Enersul e CERJ.

GONZALO CARBÓ DE HAYA

Nascido na cidade de Bilbao Vizcaya, Espanha, em 6 de abril de 1969. Formado em Economia pelo Colégio Universitário de Estudos Financeiros da Universidade Complutense de Madri, em 1992, tendo cursado pós-graduação em Finanças, na London School of Economics, em 2002. Iniciou sua carreira profissional na Deloitte & Touche, como supervisor de Auditoria e Consultoria, no período de 1993 a 1997. Entre 1997 a 1999, trabalhou para a Endesa, S. A. Chefe de Consolidação Financeira. Em 1999, transferiu-se para a Enersis S. A., atuando como Controlador Financeiro, até o ano de 2002. Atualmente, exerce o cargo de Diretor Econômico e Controle na Endesa Internacional, posto que ocupa desde 2002.

CARLOS ALBERTO SILVA DE ALMEIDA E LOUREIRO

Nascido na Cidade de Lisboa, Portugal, em 10 de agosto de 1946. Desde janeiro de 2003, ocupa o cargo de diretor vice-presidente da EDP Brasil S.A. Anteriormente, ocupou o cargo de engenheiro da Companhia Eléctrica das Beiras (novembro de 1969 a maio de 1971). Entre maio de 1971 a janeiro de 1975, ocupou o cargo de assistente na Universidade de Luanda. A partir de 1976, ocupou o cargo de engenheiro da Electricidade de Portugal até agosto de 1994. Entre outubro de 1995 a maio de 1998, ocupou o cargo de assessor do conselho de administração para as áreas de qualidade, auditoria e comunicação da Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo. Entre maio de 1998 e fevereiro de 2000, ocupou o cargo de diretor adjunto da diretoria comercial central da Electricidade de Portugal. Entre fevereiro de 2000 e dezembro de 2001, ocupou os cargos de diretor adjunto e diretor da diretoria de gestão de sistemas comerciais da EDP – Distribuição – Energia S.A. Ocupou o cargo de diretor comercial da Bandeirante Energia S.A. entre janeiro de 2002 e dezembro de 2003. No setor público de Portugal, exerceu as funções de Vereador da Câmara Municipal de Coimbra (1983 a 1987), Deputado na Assembléia Municipal de Coimbra (1986 a 1988), Vice-Presidente da Comissão de Coordenação da Região Centro (junho de 1986 a janeiro de 1988), Governador Civil do Distrito de Coimbra (janeiro de 1988 a outubro de 1989), Secretário de Estado da Construção e Vias Terrestres (janeiro de 1990 a abril de 1990), Presidente da Comissão de Coordenação da Região Centro (maio de 1990 a novembro de 1991), Secretário de Estado da Administração Interna (novembro de 1991 a outubro de 1995). Desde 1998, é Deputado na Assembléia Municipal do Cadaval. Além disso, exerceu os seguintes cargos profissionais não executivos: membro de várias comissões técnicas de normalização (1975 a 1986), membro do grupo de trabalho da EDP para introdução em Portugal da tecnologia de trabalhos em tensão (1975 a 1979) e do grupo para o acompanhamento dos apoios financeiros do Banco Mundial (1976 a 1979), membro da missão de estudos do setor de eletricidade da Grã-Bretanha, no âmbito do Ministério da Indústria (1986), vice-presidente da Associação das Regiões do Sul da Europa Atlântica (1990 a 1991), membro do Conselho Empresarial do Norte (1990 a 1991), membro do Conselho Superior de Ciência e Tecnologia (1990 a 1991), membro do Conselho Consultivo da Área Metropolitana de Lisboa (1997 a 2001), primeiro secretário da mesa da assembléia geral da AGEEN – Agência para a Energia (2001). Atualmente, é presidente suplente do conselho de administração da Enerpeixe S.A. (Brasil) e FAFEN Energia S.A. (Brasil).

MARTIN SERRANO SPOERER

Nascido em Minneapolis, Minnesota, Estados Unidos da América em 16 de setembro de 1970. Formado em engenharia comercial com especialização em administração de empresas pela Pontificia Universidad Catolica de Chile, em 1993. Pós graduado pela The Anderson School (UCLA) onde obteve o *Master in Business Administration* em 1999. Em 1994, ingressou na Enersis S.A. onde exerceu o cargo de engenheiro de desenvolvimento para projetos de M&A na América Latina até 1997. Entre 1999 e 2003, exerceu os cargos de subdiretor de projetos de desenvolvimento na Europa e Estados Unidos da América e coordenador de finanças para a América Latina. Desde 2003, ocupa o cargo de gerente de finanças internacionais da Enersis S.A.

MARCELO ANDRES LLÉVENES REBOLLEDO

Nascido em Santiago, Chile, em 10 de abril de 1963. Formado em Engenharia Comercial pela Universidade do Chile, em 1986 onde cursou Pós-Graduação de Finanças e Administração, entre 1987 a 1989. Cursou mestrado de Administração de Empresas no Instituto de Estudos de Empresas, em Buenos Aires, Argentina. Cursou, ainda, Marketing Estratégico pela Universidade Kellog, de Chicago, Estados Unidos. Iniciou sua carreira profissional como Professor de Micro e Macro Economia em diversas Universidades de Santiago, Chile, entre 1984 a 1992. Durante esse período, foi engenheiro da Gerência de Planejamento da Chilectra S.A. entre 1986 a 1993. Foi engenheiro da Edesur S.A., Argentina, entre 1993 a 1997. Foi contratado pela Edelnor S.A. como Gerente Geral, além de ter exercido o cargo de Gerente Comercial, entre 1997 a 1999. Foi Gerente Geral da Codensa S.A., entre 1999 a 2001.

GERARDO MARCELO ROGELIO SILVA IRIBARNE

Nascido na cidade de Santiago, Chile, em 25 de maio 1947. Formado em Engenharia Comercial pela Universidade do Chile, além de analista de sistemas de Informação da Empresa Nacional de Computação do Chile. Iniciou sua carreira profissional na Chilectra/ Chile como chefe de análises de sistemas de informação, em 1973. Foi chefe de Estudos Econômicos, Pressupostos e Tarifas de 1976 a 1979. Ocupou ainda, o cargo de Superintendente de Administração Financeira entre 1979 a 1981. Foi gerente de Finanças e Administração da Chilquinta/ Chile entre 1981 a 1987. Assumiu o posto de Gerente de Finanças e Administração da Colbun/ Chile, no período de 1989 a 1992. Foi Subgerente da Geral da Chilectra/ Chile entre 1992 a 1997. Trabalhou como Gerente Geral da Edesur, Argentina, em 1999. Foi gerente geral da Linha de Negócios de Distribuição Regional da Enersis, Chile, em 2000. Em 2002, assumiu o posto de Gerente Corporativo de Distribuição e Serviços. Atualmente, exerce os cargos de Gerente Regional de Distribuição da Chilectra, Chile, Diretor titular da Distrilec Inversora S.A., Argentina, Diretor Titular da Edesur S.A., Argentina e Conselheiro da CERJ.

ALFONSO ARIAS CAÑETE

Nascido na cidade de Tetuán, Marrocos, em 22 de março de 1952. Formado em direito e ciências econômicas e empresariais pela Universidad Complutense de Madrid. Em 1975, assumiu o cargo de assessor jurídico da Empresa Nacional del Uranio S.A. (ENUSA), onde passou a ser chefe do departamento em março de 1982. Em 1980, ocupou temporariamente o cargo de gerente

na filial da ENUSA na Colômbia. Entre 1983 e 1985, ocupou o cargo de assessor jurídico da filial na Espanha do Chemical Bank. Ocupou o cargo de secretário geral, secretário do conselho de administração e chefe dos serviços jurídicos da Empresa Nacional de Resíduos Radioactivos S.A. (ENRESA). Desde 1997, ocupa os cargos de secretário geral e secretário do conselho de administração da Endesa Internacional e chefe de sua assessoria jurídica. Desde 01 de agosto de 1999, ocupa o cargo de diretor da assessoria jurídica internacional da Endesa S.A. No setor público, foi juiz do Tribunal Europeu de Energia Nuclear no período de 1996 a 1998. De 1987 a 1997, foi membro do Grupo de Especialistas Governamentais em Responsabilidade Civil Nuclear da NEA-OCDE. É membro da Ordem dos Advogados de Madrid e da Associação Internacional de Direito Nuclear.

RAFAEL JOSÉ LÓPEZ RUEDA

Nascido na Cidade de Granada, Espanha, em 22 de fevereiro de 1957. Formado em ciências econômicas e empresariais pela Universidade de Málaga, Espanha e pós-graduado pelo IESE – Universidade de Navarra, Espanha. Entre 1982 e 1987, trabalhou em uma empresa espanhola do setor químico. Entre 1987 e 1997, trabalhou em uma empresa de participações estatal, onde exerceu, por último, o cargo de sub-diretor geral da área de negócios. Em 1997, passou a exercer o mesmo cargo na Endesa Internacional. Em 1999, foi incorporado na Endesa Chile como gerente de planejamento e controle, cargo que passou a ocupar na Enersis desde janeiro de 2002. Desde 01 de julho de 2003, ocupa o cargo de gerente-geral da Chilectra S.A.

FRANCISCO CARLOS PEREIRA COELHO

Nascido em Araruama, município do Estado do Rio de Janeiro, em 20 de setembro de 1960. cursou até o 4º ano de Engenharia Elétrica na Universidade Veiga de Almeida. Completou diversos cursos de Técnicos em Eletrotécnica, Construção Civil e em laboratório de Análise Química. Iniciou sua carreira profissional como estagiário de Construção na CERJ, em 1982. Foi contratado como Desenhista, tendo exercido o cargo entre 1983 a 1988. Efetivado como projetista em 1988, ocupando a Chefia do Setor de Construção. Atualmente, ocupa o cargo de Auxiliar Técnico Operacional, como Diretor e 2º secretário do Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Niterói – STIEEN.

1.2. SUPLENTES

JOAQUIM ARMANDO FERREIRA DA SILVA FILIPE

Nascido em Portugal em 28 de outubro de 1948. Formado em Engenharia Eletrônica pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Iniciou sua carreira profissional como assistente no Instituto Superior de Economia de Lisboa, e na Universidade de Aveiro. Admitido na EDP em 1997, onde atuou como Engenheiro no laboratório central e na Direção de equipamento hidráulico. Entre 1986 a 1988, exerceu o cargo de vice-presidente da Companhia de Eletricidade de Macau. Ao regressar a EDP, foi empossado Diretor da Direção de distribuição Norte, Diretor-Geral da Direção de distribuição Centro, Presidente das empresas do grupo EDP, ECONOLER, HIDRORUMO E PROET. Foi ainda, membro do Conselho de Administração da CERJ. Em outubro de 1998, passou a ocupar o cargo de Diretor Comercial da Bandeirante, assumindo a Presidência da empresa em janeiro de 2002, seu cargo atual.

JOSÉ ALVES DE MELLO FRANCO

Nascido na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, em 17 de novembro de 1957. Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (1980). Possui especialização em operação de sistemas hidrotérmicos (1985) e mestrado em engenharia elétrica na área de planejamento energético (1989) pela Universidade Estadual de Campinas – Unicamp. Entre março de 1982 e março de 1983 atuou nas divisões de produção de energia, planejamento energético da operação e assessoria de comercialização de energia da diretoria de operação das Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – Eletronorte. Entre março de 1998 a fevereiro de 2002 atuou como superintendente da ANEEL. Ocupou o cargo de superintendente da diretoria de mercado atacadista da Light Serviços de Eletricidade S.A (mar/2002 a nov/2002). Atualmente também ocupa o cargo de diretor de regulação e gestão de energia da companhia e é membro do conselho diretor da ABRADEE e do conselho de administração da Coelce.

ANTONIO JOSÉ SELLARE

Nascido na cidade de São Paulo, Brasil, em 19 de julho de 1953. Formado em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica, São Paulo, Brasil, além de ter participado de diversos cursos profissionalizantes e seminários. Iniciou sua carreira profissional em 1969 na corretora Souza Barros Câmbio e Títulos S.A até 1977, como encarregado de Fundos de Investimentos. Entre 1977 a 1986 ocupou o cargo de Superintendente de Administração de Finanças na F. Barreto Corretora de Câmbio e Títulos Ltda. Em 1987, transferiu-se para a Guilder Corretora de Câmbio e Títulos S.A, exercendo o cargo de Diretor Adjunto até 1988. Em 1988 passou a fazer parte das Organizações BMD, tendo atuado como Diretor Financeiro até 1996. Neste mesmo ano, transferiu-se para o Banco Axial S.A, exercendo o cargo de Diretor de Tesouraria até 1999. Em 2000, ingressou no Grupo EDP, sendo o responsável no grupo pela coordenação das gestões financeiras das Unidades de Negócios no Brasil, pela negociações para financiamento de projetos, pelo acompanhamento e avaliação dos resultados das empresas participadas, pela avaliação local de novos projetos e oportunidades de negócios, pela operações de reorganização

societária e pelos serviços de contabilidade, tesouraria e orçamento das empresas EDP Brasil, Enertrade Comercializadora de Energia S.A, Energest S.A, Enercorp Serviços Corporativos Ltda, EDP Lajeado Energia S.A e FAFEN Energia S.A, além de ter atuado como membro do Conselho de Administração da ECELSA – Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. A partir de 2003, passou a exercer o cargo de membro do conselho de administração da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A – Enersul.

2. DIRETORES

FERNANDO GASTON URBINASOTO

Nascido em Santiago, Chile, em 03 de dezembro de 1951. Formado em Engenharia Civil Eletricista pela Universidade do Chile, em 1976. Iniciou sua carreira profissional como Engenheiro do Ministério de Obras Públicas, entre 1976 a 1977. Foi Engenheiro chefe da Indústria Manufatureira de Telas Plásticas e Látex S.A. – Implantex, entre 1977 a 1979. Foi Engenheiro da Companhia Chilena de Eletricidade S.A. – Chilectra, entre 1979 a 1983. Foi Chefe da Gerência de Engenharia da Companhia Chilena Metropolitana de Distribuição Elétrica S.A – Chilectra Metropolitana entre 1983 a 1988. Exerceu também o cargo de Chefe do Departamento de Equipes e Medidas entre 1988 a 1989 além de Chefe do Departamento de Construção e Distribuição entre 1989 a 1991. É Engenheiro Chefe de Projetos da Eletroconsult Ltda desde 1991. Trabalhou como Gerente de obras pela Edesur S.A entre 1992 a 1994, como Gerente de Projetos de Inversões e Medidas entre 1994 a 1995, além de ter exercido o cargo de Gerente de “Suministros Interino” entre 1995 a 1996. Foi Assessor da Subgerência Geral da Chilectra S.A, ente abril de 1996 a dezembro do mesmo ano, além de ter exercido o cargo de Subgerente de Serviços ao cliente, entre 1997 a 1998, bem como o cargo de Gerente Comercial entre 1999 a 2000. Foi Gerente Comercial da Condesa S.A, em Bogotá, Colômbia entre 1998 a 1999. Foi Diretor de Projetos e Perdas da CERJ S.A, Brasil, entre setembro de 2002 a agosto de 2003. Exerce desde maio de 2000 o cargo de Gerente de Processos Comerciais da Chilectra, além de ser o Gerente de Grandes Obras e Montagens da Companhia Americana de Multiserviços desde setembro de 2003.

JOSÉ ALEJANDRO INOSTROZALOPEZ

Nascido na cidade de Rancagua, Chile em 7 de abril de 1956. Formado em Ciências da Engenharia em 1978 e em Engenheiro Civil Eletricista em 1980 pela Universidade do Chile. Ocupou o cargo de docente universitário na Escola de Engenharia da Universidade do Chile (1979-1992). Entre 1981 e 1982, atuou nas áreas de gerência de engenharia e projetos de controle de perdas da Chilectra Metropolitana. Atuou na Edesur – Argentina (1992 a 1994) e na Edelnor – Peru (1994 a 1997) como Diretor do programa de perdas. Na Codensa – Colômbia atuou como diretor do programa de perdas de 1997 a 2000 e como gerente de distribuição de 2000 a 2003.

EUNICE RIOS GUIMARÃES BATISTA

Nascida no Brasil, em 22 de janeiro de 1957. Formada em Psicologia (Industrial, Clínica e Educacional) pelo Instituto Unificado Paulista (1981). Possui especialização em gestão de recursos humanos pela Fundação Getúlio Vargas (1995) e MBA em desenvolvimento de gestores pela Fundação Dom Cabral (1998). Iniciou sua carreira profissional como estagiária em recursos humanos no Banco Econômico S.A e Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração (01/80 a 10/80). Entre 10/80 a 09/91 ocupou os seguintes cargos no Grupo Pão de Açúcar: selecionadora/entrevistadora de pessoal, coordenadora de seleção e gerente do Departamento de Recrutamento e Seleção. Na Iochpe-Maxion S.A ocupou o cargo de consultoria interna de recursos humanos (1991 a 1995) e gerente de planejamento e desenvolvimento de recursos humanos (1995 a 1996). Entre 11/96 a 11/99, ocupou o cargo de gerente de desenvolvimento e de recursos humanos na Embraer S.A e entre 11/99 a 01/03 ocupou o cargo de Vice-Presidente de desenvolvimento organizacional no Grupo Vicunha.

MARIAMARGARITADE LAS MERCEDES OLAVO OLANO

Nascida na cidade de Bogotá, Colômbia, em 08 de fevereiro de 1955. Formada em Engenharia Civil pela Universidade Nacional da Colômbia. Atuou como profissional da Divisão de Eletrificação Rural do Instituto Colombiano de Energia Elétrica – ICE (01/81 a 02/82). Entre 1982 a 1997 ocupou os seguintes cargos na Empresa de Energia de Bogotá – EEB: profissional do Departamento de Engenharia e Distribuição, chefe da Seção de Modernização de Redes e Troca de Voltagem, chefe da Seção de Compras, chefe do Departamento de Controles e Instalações, chefe do Departamento de Controle de Perdas de Grandes Consumidores, assistente da Subgerência Comercial e chefe da Divisão de Distribuição Urbana. Entre 1998 e 2003, ocupou os cargos de chefe da Divisão de Controle de Redes e subgerente técnico na Codensa S.A. Esp.

ABEL ALVES ROCHINHA

Nascido na cidade do Rio de Janeiro, em 21 de janeiro de 1961. Formado em engenharia mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 1983. Possui mestrado em engenharia industrial pela Pontifícia Universidade

Católica do Rio de Janeiro (1985) e cursos de pós-graduação em administração financeira pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro (1993) e administração pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1995). Entre janeiro de 1986 e março de 1987, ocupou o cargo de consultor na Andersen Consulting. Ocupou o cargo de supervisor de produção na S/A White Martins entre abril de 1987 e fevereiro de 1990. Entre março de 1990 a junho de 1996, atuou nas áreas de controladoria, tesouraria, planejamento e orçamento e operações de crédito nas Lojas Americanas S.A. Em agosto de 1996, ingressou na GP Investimentos Ltda., onde atuou nas áreas de finanças e controladoria da Ferrovia Centro-Atlântica S.A. (agosto de 1996 a março de 1997), diretor financeiro da Ferrovia Sul Atlântico S.A. (março de 1997 a agosto de 1998), consultor na Fepasa e Ferrovias Argentinas (agosto a novembro de 1998) e diretor financeiro da Mcomcast S.A. - Metrophone (novembro de 1998 a julho de 1999). Ocupou os cargos de diretor financeiro e vice-presidente de finanças e tesouraria da Vésper S.A. entre julho de 1999 e outubro de 2002. Entre junho de 2003 e março de 2004, ocupou o cargo de diretor financeiro da Brazil American Auto Group.

GONZALO ALEJANDRO MARDONES PANTOJA

Nascido na Espanha, em 1962. Formado em Engenharia Civil Elétrica (1987) pela Universidade de Concepción; Preparação e Avaliação de Projetos (1988) pela Universidade Católica do Chile e Formação Gerencial (2000) pela Universidade Adolfo Ibañez. Ocupou o cargo de engenheiro setorialista de eletrificação na Odeplan (03/87 a 12/88). Na Chilectra ocupou os cargos de engenheiro e planejamento econômico (01/89 a 07/92) e subgerente de sucursal (08/92 a 10/94). Ocupou o cargo de subgerente de sucursais na Edelnor – Peru (11/94 a 10/96). Anteriormente já ocupou o cargo de diretor comercial da CERJ no período de 11/96 a 03/98. Atuou também como diretor da Coelce de 04/98 a 12/01.

03.01 - EVENTOS RELATIVOS À DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL

Evento Base	Data do Evento	Pessoas Físicas e Jurídicas	Investidores Institucionais	Acordo de Acionistas	Ações Prefer. com Direito a Voto	Data do Último Acordo de Acionistas
AGE	29/04/2004	0	0	Sim	Não	19/11/1996
Ações em Circulação no Mercado						
		Ordinárias		Preferenciais		Total
Quantidade (Unidade)	Percentual	Quantidade (Unidade)	Percentual	Quantidade (Unidade)	Percentual	
0	0,00	0	0,00	0	0,00	

03.02 - POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES COM DIREITO A VOTO

Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias (Mil)	%	Ações Preferenciais (Mil)	%	Total de Ações (Mil)	%	Comp. Cap. Soc.	Part. no Acordo de Acionistas	Controlador
02	EDP - Eletricidade de Portugal Intern SGPS Portuguesa	326.263.552	7,70	0	0,00	326.263.552	7,70	31/05/2004	Sim	Sim
03	Luz de Rio Ltda. 01.171.325/0001-08/Brasileira	328.477.564	7,76	0	0,00	328.477.564	7,76	31/05/2004	Sim	Sim
04	Endesa Internacional S.A. Espanhola	300.955.655	7,11	0	0,00	300.955.655	7,11	31/05/2004	Sim	Sim
05	Enersis Internacional Chilena	1.339.620.447	31,63	0	0,00	1.339.620.447	31,63	31/05/2004	Sim	Sim
06	Endesa Internacional Energia Brasileira	92.227.565	2,18	0	0,00	92.227.565	2,18	31/05/2004	Sim	Sim
07	Enersis S/A Ag. Ilhas Cayman 02.898.323/0001-70/Ilhas Cayman	766.367.324	18,09	0	0,00	766.367.324	18,09	31/05/2004	Sim	Sim
08	Chilectra S/A Ag. Ilhas Cayman Ilhas Cayman	568.195.937	13,42	0	0,00	568.195.937	13,42	31/05/2004	Sim	Sim
09	Elesur/Chilena	60.308.020	1,42	0	0,00	60.308.020	1,42	31/05/2004	Sim	Sim
10	Chilectra S/A Chilena	437.385.426	10,33	0	0,00	437.385.426	10,33	30/05/2004	Sim	Sim
97	Ações em Tesouraria	0	0,00	0	0,00	0	0,00			
98	Outros	15.385.021	0,36	0	0,00	15.385.021	0,36			
99	Total	4.235.186.511	100,00	0	0,00	4.235.186.511	100,00			

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS CONTROLADORES ATÉ O NÍVEL DE PESSOA FÍSICA

Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
02	EDP - ELETRICIDADE DE PORTUGAL INTERN SGPS	31/05/2004						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
0201	EDP - ELETRICIDADE DE PORTUGAL Portuguesa	7.500.000	100,00	0	0,00	7.500.000	100,00	31/12/2003
0299	TOTAL	7.500.000	100,00	0	0,00	7.500.000	100,00	
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
0201	EDP - ELETRICIDADE DE PORTUGAL	31/12/2003						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
020101	GOVERNO PORTUGUÊS - Portuguesa	925.590.906	30,85	0	0,00	925.590.906	30,85	31/12/2003
020102	BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS - Portuguesa	151.535.713	5,06	0	0,00	151.535.713	5,06	31/12/2003
020103	IBERDROLA - Espanhola	149.966.455	5,00	0	0,00	149.966.455	5,00	31/12/2003
020104	PULVERIZADO	0	59,09	0	0,00	0	59,09	31/12/2003
020199	TOTAL	1.227.093.074	100,00	0	0,00	1.227.093.074	100,00	
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
020101	GOVERNO PORTUGUÊS	31/12/2003						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
020102	BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS	31/12/2003						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
020103	IBERDROLA	31/12/2003						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
020104	PULVERIZADO	31/12/2003						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
03	LUZ DE RIO LTDA.	31/05/2004						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
0301	CHILECTRA S.A. AG. ILHAS CAYMAN Chilena	428.085	56,70	0	0,00	428.085	56,70	31/12/2003
0302	ENERSIS S.A. AG. ILHAS CAYMAN Ilhas Cayman	326.915	43,30	0	0,00	326.915	43,30	31/12/2003
0399	TOTAL	755.000	100,00	0	0,00	755.000	100,00	
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
0301	CHILECTRA S.A. AG. ILHAS CAYMAN	31/12/2003						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
0302	ENERSIS S.A. AG. ILHAS CAYMAN	31/12/2003						
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Pre- ferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
04	ENDESA INTERNACIONAL S.A.	31/05/2004						

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>
0401	ENDESA S.A. Espanhola	0	100,00	0	0,00	0	100,00	31/12/2003
0499	TOTAL	0	100,00	0	0,00	0	100,00	

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
0401	ENDESA S.A.	31/12/2003

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>
040101	CAJA DE AHORROS DE MADRID Espanhola	53.043.481	5,01	0	0,00	53.043.481	5,01	31/12/2003
040102	CAJA DE AHORROS DE BARCELONA	52.975.235	5,00	0	0,00	52.975.235	5,00	31/12/2003
040103	PULVERIZADO	1.059.128.032	89,99	0	0,00	1.059.128.032	89,99	31/12/2003
040199	TOTAL	1.165.146.748	100,00	0	0,00	1.165.146.748	100,00	

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
040101	CAJA DE AHORROS DE MADRID	31/12/2003

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
040102	CAJA DE AHORROS DE BARCELONA	31/12/2003

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
040103	PULVERIZADO	31/12/2003

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
05	ENERSIS INTERNACIONAL	31/05/2004

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>
0501	ENERSIS S.A. - Chilena	0	100,00	0	100,00	0	100,00	31/12/2003
0599	TOTAL	0	100,00	0	100,00	0	100,00	

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
0501	ENERSIS S.A.	31/12/2003

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>
050101	ENDESA INTERNACIONAL S.A. Espanhola	19.794.583.473	60,62	0	0,00	19.794.583.473	60,62	31/12/2003
050102	PULVERIZADO	0	39,38	0	0,00	0	39,38	31/12/2003
050199	TOTAL	19.794.583.473	100,00	0	0,00	19.794.583.473	100,00	

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
050101	ENDESA INTERNACIONAL S.A.	31/12/2003

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>
050102	PULVERIZADO							31/12/2003

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>

<u>Item</u>	<u>Controladora/Investidora</u>	<u>Data de Comp. Cap. Social</u>
06	ENDESA INTERNACIONAL ENERGIA	31/05/2004

<u>Item</u>	<u>Nome/Razão Social</u> <u>CPF/CNPJ</u> <u>Nacionalidade/UF</u>	<u>Ações Ordinárias/Cotas</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações Pre-ferenciais</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Ações/Cotas Total</u> <u>(Unidades)</u>	<u>%</u>	<u>Comp. Cap. Soc.</u>
0601	ENDESA INTERNACIONAL Espanhola	60.222.357	100,00	0	0,00	60.222.357	100,00	31/12/2003
0699	TOTAL	60.222.357	100,00	0	0,00	60.222.357	100,00	

Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
0601	ENDESA INTERNACIONAL							31/12/2003
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
07	ENERSIS S.A. AG. ILHAS CAYMAN							31/05/2004
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
0701	ENERSIS S.A. Chilena	21.959	100,00	0	0,00	21.959	100,00	31/12/2003
0799	TOTAL	21.959	100,00	0	0,00	21.959	100,00	
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
0701	ENERSIS S.A.							31/12/2003
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
070101	ENDESA INTERNACIONAL Espanhola	19.794.583.473	60,62	0	0,00	19.794.583.473	60,62	31/12/2003
070102	PULVERIZADO	0	39,38	0	0,00	0	39,38	31/12/2003
070199	TOTAL	19.794.583.473	100,00	0	0,00	19.794.583.473	100,00	
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
070101	ENDESA INTERNACIONAL							31/12/2003
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
070102	PULVERIZADO							
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
08	CHILECTRA S.A. AG. ILHAS CAYMAN							31/05/2004
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
0801	CHILECTRA S.A. - Chilena	916.962	100,00	0	0,00	916.962	100,00	31/12/2003
0899	TOTAL	916.962	100,00	0	0,00	916.962	100,00	
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
0801	CHILECTRA S.A.							31/12/2003
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
09	ELESUR							31/05/2004
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
0901	ENDESA INTERNACIONAL Espanhola	0	100,00	0	0,00	0	100,00	31/12/2003
0999	TOTAL	0	100,00	0	0,00	0	100,00	
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
0901	ENDESA INTERNACIONAL							31/12/2003
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
Item	Controladora/Investidora							Data de Comp. Cap. Social
10	CHILECTRA S.A.							31/05/2004
Item	Nome/Razão Social CPF/CNPJ Nacionalidade/UF	Ações Ordinárias/Cotas (Unidades)	%	Ações Preferenciais (Unidades)	%	Ações/Cotas Total (Unidades)	%	Comp. Cap. Soc.
1001	ENERSIS S.A. Chilena	359.602.435	98,24	0	0,00	359.602.435	98,24	31/12/2003
1002	OUTROS	0	1,76	0	0,00	0	1,76	31/12/2003
1099	TOTAL	359.602.435	100,00	0	0,00	359.602.435	100,00	

Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social							
1001	ENERSIS S.A.	31/12/2003							
	Nome/Razão Social	Ações		Ações Pre-		Ações/Cotas		Comp.	
	CPF/CNPJ	Ordinárias/Cotas		ferenciais		Total		Cap.	
Item	Nacionalidade/UF	(Unidades)	%	(Unidades)	%	(Unidades)	%	Soc.	
100101	ENDESA INTERNACIONAL								
	Espanhola	19.794.583.473	60,62	0	0,00	19.794.583.473	60,62	31/12/2003	
100102	PULVERIZADO	0	39,38	0	0,00	0	39,38	31/12/2003	
100199	TOTAL	19.794.583.473	100,00	0	0,00	19.794.583.473	100,00		

Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social							
100101	ENDESA INTERNACIONAL	31/12/2003							
	Nome/Razão Social	Ações Ordinárias/Cotas		Ações Preferenciais		Ações/Cotas Total		Comp. Cap. Soc.	
	CPF/CNPJ	(Unidades)	%	(Unidades)	%	(Unidades)	%		
Item	Nacionalidade/UF								
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social							
100102	PULVERIZADO	31/12/2003							

	Nome/Razão Social	Ações		Ações Preferenciais		Ações/Cotas		Comp.
	CPF/CNPJ	Ordinárias/Cotas				Total		Cap.
Item	Nacionalidade/UF	(Unidades)	%	(Unidades)	%	(Unidades)	%	Soc.
Item	Controladora/Investidora	Data de Comp. Cap. Social						
1002	OUTROS	31/12/2003						

	Nome/Razão Social	Ações		Ações Pre-ferenciais		Ações/Cotas		Comp.
	CPF/CNPJ	Ordinárias/Cotas				Total		Cap.
Item	Nacionalidade/UF	(Unidades)	%	(Unidades)	%	(Unidades)	%	Soc.

04.01 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

1 - Data da Última Alteração: 29/04/2004

<u>Item</u>	<u>Espécie das Ações</u>	<u>Nominativa ou Escritural</u>	<u>Valor Nominal (Reais)</u>	<u>Qtd. de Ações (Mil)</u>	<u>Subscrito (Reais Mil)</u>	<u>Integralizado (Reais Mil)</u>
01	Ordinárias	Nominativa		4.235.186.511	1.625.424	1.625.424
02	Preferenciais			0	0	0
03	Preferenciais Classe A			0	0	0
04	Preferenciais Classe B			0	0	0
05	Preferenciais Classe C			0	0	0
06	Preferenciais Classe D			0	0	0
07	Preferenciais Classe E			0	0	0
08	Preferenciais Classe F			0	0	0
09	Preferenciais Classe G			0	0	0
10	Preferenciais Classe H			0	0	0
11	Prefer. Outras Classes			0	0	0
99	Totais			4.235.186.511	1.625.424	1.625.424

04.02 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

<u>Item</u>	<u>Data da Alteração</u>	<u>Valor do Capital Social (Reais Mil)</u>	<u>Valor da Alteração (Reais Mil)</u>	<u>Origem da Alteração</u>	<u>Quantidade de Ações Emitidas (Mil)</u>	<u>Preço da Ação na Emissão (Reais)</u>
01	31/12/2001	284.587	0	Não houve alteração do capital	0	0,0000000000
02	16/07/2002	545.424	260.837	Debêntures convertidas ações	420.705.127	0,0006200000
03	10/12/2002	915.424	370.000	Subscrição em Bens ou Créditos	770.833.333	0,0004800000
04	29/04/2004	1.625.424	710.000	Subscrição em Bens ou Créditos	1.339.622.642	0,5300000000

04.04 - CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO

<u>Quantidade (Mil)</u>	<u>Valor (Reais Mil)</u>	<u>Data da Autorização</u>
4.235.186.511	1.625.424	29/04/2004

04.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL AUTORIZADO

<u>Item</u>	<u>Espécie</u>	<u>Classe</u>	<u>Quantidade de Ações Autorizadas à Emissão (Mil)</u>
01	Ordinárias		4.235.186.511

06.03 - DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

Item	Espécie da Ação	Classe da Ação	% do Capital Social	Conver-sível	Conver-te em	Direito a Voto	TAG Along %	Prioridade no Reem-bolso de Capital	Prêmio	Tipo de Divi-dendo	% Divi-dendo	R\$/ Ação	Cumu-lativo	Priori-tário	Calcu-lado Sobre Lucro Líquido Ajustado	Obser-vação
01	Ordinária		100,00			Pleno	0,00	Não	Não		25,00	0,00000				

06.04 - MODIFICAÇÃO ESTATUTÁRIA

Data da Última Modificação do Estatuto
29/04/2004

Dividendo Obrigatório (% do Lucro)
25,00

07.01 - REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO

Participação dos Administradores no Lucro
Não

Valor da Remuneração Global dos Administradores (Reais Mil)
11.434

3 - Periodicidade
Anual

07.02 - PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1 - Data Final do Último Exercício Social:	31/12/2003
2 - Data Final do Penúltimo Exercício Social:	31/12/2002
3 - Data Final do Antepenúltimo Exercício Social:	31/12/2001

Item	Descrição das Participações e Contribuições	Valor do Último Exercício (Reais Mil)	Valor do Penúltimo Exercício (Reais Mil)	Valor do Antepenúltimo Exercício (Reais Mil)
01	Participações-Debenturistas	0	0	0
02	Participações-Empregados	0	0	0
03	Participações-Administradores	0	0	0
04	Partic. Partes Beneficiárias	0	0	0
05	Contribuições Fdo. Assistência	0	0	0
06	Contribuições Fdo. Previdência	0	0	0
07	Outras Contribuições	0	0	0
08	Lucro Líquido no Exercício	0	0	0
09	Prejuízo Líquido no Exercício	75.376	386.017	48.190

07.03 - PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

Item	Razão Social da Controlada/Coligada	CNPJ	Classificação	% Partici-pação no Capital da Investida	% Patri-mônio Líquido da Investidora	Tipo de Empresa
01	Investluz S.A.	03.032.652/0001-04	Aberta Coligada	36,43	96,03	Empresa Comercial, Industrial e Outras

09.01 - BREVE HISTÓRICO DA EMPRESA

A Empresa foi constituída em 1º de junho de 1909, pioneira no serviço de energia elétrica no Estado do Rio de Janeiro, com a denominação de Guinle & Cia. Em 30 de abril de 1927, a American e Foreign Company Inc. e a Brazilian Electric Company, assumiram seu controle acionário. Em 12 de novembro de 1964 a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, adquiriu as ações pertencentes ao referido grupo, transformando-a em sua subsidiária. Nos termos do protocolo assinado em 28 de março de 1977, sob égide do Ministério das Minas e Energia, entre a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS, o Governo do Estado do Rio de Janeiro, a Centrais Elétricas Fluminense S/A - CELF e a Companhia Brasileira de Energia Elétrica - CBEE, foi definida a orientação para reordenação de energia elétrica do Estado do Rio de Janeiro, bem como os atos de negociação para venda de parte dos bens da CELF para a CBEE, e a assunção do controle acionário da Empresa pelo Estado do Rio de Janeiro.

Dando continuidade ao que fora previamente estabelecido, foram transferidos para a CBEE, os serviços de Eletricidade Rural, até então sob responsabilidade da CELF, através do Decreto-lei Estadual n.º 407, de 1º de fevereiro de 1979.

Tendo em vista que o Governo do Estado assumiu o controle acionário da Empresa, conforme deliberação da AGE de 29 de dezembro de 1978, procedeu-se em 17 de abril de 1980, a alteração da razão social, passando a denominar-se Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro - CERJ.

Em 15 de outubro de 1996, a Comissão Diretora do Programa Estadual de Desestatização, aprovou as condições para alienação de ações do Capital Social da Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro - CERJ, de propriedade do Estado, de conformidade com a Lei n.º 2.470, de 29 de novembro de 1995, do Decreto n.º 22.453, de 27 de agosto de 1996 e do Edital de Venda PED/ERJ n.º 02/96, 16 de outubro de 1996.

Em 21 de novembro de 1996, através de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, o Consórcio formado pelas empresas estrangeiras Empresa Electrica de Panamá S.A., EDP - Eletricidade de Portugal S.A, Sociedad Panameña de Electricidad S.A. e a Endesa Desarrollo S.A., adquiriu o controle acionário da CERJ, configurando o retorno a origem privada da empresa, alterando sua razão social para Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ.

Com a privatização, a CERJ implementou um plano de ação para modernização da companhia, visando torná-la a melhor distribuidora de energia elétrica do país. Sintonizada com o futuro, a companhia tem realizado e reiterado o compromisso de elevar a qualidade de seus sistemas técnicos e comercial.

Depois dos problemas de 2002 e 2001, por conta do baixo consumo, da instabilidade regulatória e com os graves problemas dos mercados financeiros e de capitais, as companhias elétricas e especialmente as distribuidoras começam a recuperar parte de suas perdas financeiras do passado. Isto, deixa a Empresa em posição mais sólida ao final do exercício.

O ano de 2003 é um marco para a CERJ. Fundamental por múltiplos aspectos, de ordem interna e externa que vão possibilitar consolidar as bases do crescimento futuro da Companhia.

09.02 - CARACTERÍSTICA DO SETOR DE ATUAÇÃO

A energia requerida pelo sistema atingiu 9.528 GWh, representando um acréscimo de 4,1% relativamente ao ano anterior, dos quais 78% foram adquiridos de FURNAS Centrais Elétricas S.A. e de ITAIPÚ Binacional e os 22% restantes provenientes da compra em outras empresas e de geração própria.

A demanda máxima anual verificada no ano foi de 1.581 MWh, representando um incremento de 3,7% sobre a máxima de 2002.

O comportamento histórico da Energia Requerida e da Demanda Máxima, segue abaixo:

<u>ANO</u>	<u>ENERGIA REQUERIDA</u> <u>GWh</u>	<u>ÍNDICE</u> <u>%</u>	<u>DEMANDA MÁXIMA</u> <u>MWh/h</u>	<u>ÍNDICE</u> <u>%</u>
2003	9.528	117	1.581	115
2002	9.152	112	1.524	111
2001	8.752	107	1.649	120
2000	9.488	116	1.621	118
1999	9.088	112	1.526	112

O Requisito bruto de energia foi composto da seguinte forma:

	<u>GWh</u>	<u>%</u>
FURNAS	6.163	59
ITAIPÚ	2.011	19
GERAÇÃO PRÓPRIA	246	2
OUTROS	2.109	20
TOTAL (*)	10.529	100,0

O montante de energia vendida, no corrente exercício, foi da ordem de 7.101 GWh, equivalente a um acréscimo de aproximadamente 1% em relação ao ano anterior. Assim como no ano passado, a manutenção dos hábitos de economia obtidos durante o racionamento de 2001 não permitiu um crescimento expressivo do consumo. Todavia, o aumento da tarifa

em 28,6% em 2003, conjugado com o aumento de 4,1% do volume, permitiu um aumento do faturamento em relação ao ano anterior. No entanto, deve ser considerado também o efeito das perdas comerciais neste resultado.

<u>ANO</u>	<u>ENERGIA VENDIDA</u> <u>GWh</u>	<u>ÍNDICE</u> <u>%</u>
2003	7.101	124
2002	7.057	123
2001	6.997	122
2000	7.656	133
1999	7.694	134

09.03 - PERÍODOS DE SAZONALIDADE NOS NEGÓCIOS

Sendo a CERJ uma empresa eminentemente distribuidora de energia elétrica, e apresentando em sua composição de mercado, um percentual bastante significativo de vendas de energia à classe residencial, sua sazonalidade verifica-se nos períodos de férias escolares e verão, quando o fluxo de imigrantes vindos de outros estados e municípios, fora de sua área de concessão, aumenta o consumo de energia elétrica.

10.01 - PRODUTOS E SERVIÇOS OFERECIDOS

<u>Item</u>	<u>Principais Produtos e/ou Serviços</u>	<u>% Receita Líquida</u>
01	Venda de Energia Elétrica	100,00

10.02 - MATÉRIAS-PRIMAS E FORNECEDORES

<u>Item</u>	<u>Matéria-Prima</u>	<u>Importação</u>	<u>Valor da</u> <u>Importação</u> <u>(Reais Mil)</u>	<u>Disponível</u> <u>Mercado</u> <u>Local</u>	<u>Disponível</u> <u>Mercado</u> <u>Externo</u>	<u>Nome do Fornecedor</u>	<u>Tipo de</u> <u>Fornecedor</u>	<u>% de Forneci-</u> <u>mento sobre o</u> <u>total das</u> <u>Compras</u> <u>da Cia.</u>
01	Energia Elétrica	Não	0	Não	Não	Furnas	Não Ligado	59,93
02	Energia Elétrica	Não	0	Não	Não	Itaipú	Não Ligado	19,56
03	Energia Elétrica	Não	0	Não	Não	Outros	Não Ligado	20,51

10.03 - CLIENTES PRINCIPAIS POR PRODUTOS E/OU SERVIÇOS

<u>Item</u>	<u>Item</u>	<u>Nome do Produto/Nome do Cliente</u>	<u>% de Part. do Cliente na Receita Líquida</u>
001		Venda de Energia Elétrica	
001	001	Residencial	46,00
001	002	Comércio, Serviços e Outros	27,00
001	003	Industrial	17,00
001	004	Poder Público	4,00
001	005	Rural	2,00
001	006	Iluminação Pública	2,00
001	007	Serviços Públicos	2,00

11.01 - PROCESSO DE PRODUÇÃO

A CERJ é uma companhia distribuidora de energia elétrica, com atuação no Estado do Rio de Janeiro, que atende a uma população estimada de seis milhões de habitantes em 66 municípios. Sua área de concessão engloba 31.741Km², o que corresponde a 73,3% do território do Estado.

Além dos clientes, a CERJ supre a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo - CENF, distribuidora de energia responsável pelo atendimento ao município de Nova Friburgo, Região Serrana do Estado.

A área de concessão da CERJ é caracterizada por uma relativa diversidade geográfica, com regiões de baixada, serra e litoral. Para facilitar a gestão, foram criadas quatro regionais: Oceânica, Guanabara, Serrana e Norte. Assim, a companhia se adapta de forma mais eficaz às características particulares de cada região, criando melhores condições para a satisfação das necessidades dos seus clientes e para a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

A Companhia possui oito usinas hidrelétricas próprias, as quais produzem 62,26 MW assim distribuídas:

<u>Usinas em Operação</u>	<u>Potência instalada EM MW/ano</u>
UHE Piabanha	9,00
UHE Fagundes	4,80
UHE Areal	18,00
UHE Chave do Vaz	0,68
UHE Euclidelândia	1,40
UHE Macabú	21,00
UHE Franca Amaral	4,50
UHE Tombos	2,88
TOTAL	<u>62,26</u>

O quadro abaixo expressa os valores de energia verificados durante os últimos três anos:

<u>ENERGIA (MWh)</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>
GERAÇÃO PRÓPRIA	246.367	237.040	215.705
COMPRADA DE FURNAS	6.162.660	8.216.880	8.216.882
COMPRADA DE ITAIPÚ	2.011.211	1.942.043	2.147.113
COMPRA A OUTRAS EMPRESAS	2.104.564	5.760	69.296
COMPRADA DE CENF	4.080	5.436	5.534
COMPRADA DE CESP	186	247	234

VALORES DE ENERGIA EXPRESSOS EM MWh.

11.02 - PROCESSO DE COMERCIALIZAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO, MERCADOS E EXPORTAÇÃO

COMERCIALIZAÇÃO

A Companhia tem por objetivo fim, a distribuição e comércio de energia elétrica, bem como serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham ser concedidos, por qualquer título ou direito, podendo administrar e ou incorporar outros sistemas de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade e praticar os demais atos necessários a consecução de seu objetivo.

DISTRIBUIÇÃO

A CERJ é uma companhia distribuidora de energia elétrica, com atuação no Estado do Rio de Janeiro, que atende a uma população estimada de seis milhões de habitantes em 66 municípios. Sua área de concessão engloba 31.741Km², o que corresponde a 73,3% do território do Estado. A Companhia ainda supre a CENF - Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo.

MERCADOS

Depois dos problemas de 2002 e 2001, a CERJ, começa a recuperar, em 2003, parte de suas perdas financeiras do passado. Um dos passos importantes para o fortalecimento financeiro foi o aumento de capital no valor de R\$710 milhões, aprovado em dezembro de 2003 e efetivado em 19 de março de 2004.

Dentre outros podemos destacar, ainda, o investimento da ordem de R\$177 milhões destinados à melhoria dos sistemas técnicos, comerciais e de gestão, através da: ampliação de subestações; do avanço para universalização da energia elétrica, através do programa Luz no Campo, que exigiu um investimento de R\$ 60 milhões;

Cabe ressaltar também que, no ano de 2003, iniciou-se um estudo por parte da Universidade Federal Fluminense e da Fundação Getúlio Vargas para estabelecer as causas sociais e as possíveis soluções do problema de furto em zonas de altas perdas. Finalmente, foram criadas e lançadas soluções inovadoras para a redução das perdas:

- A rede DAT (Distribuição Aérea Transversal) para minimizar a conexão fraudulenta de clientes em zonas de altas perdas.
- Novas tecnologias de alarme e medição remota para maior controle dos grandes clientes.
- Novas ações para o tratamento das áreas carentes (censo massivo para a aplicação de tarifa de baixa renda, reforma de instalações internas de clientes, acordos com órgãos governamentais para pagamento do consumo em morros e favelas).

A Companhia encerrou ano com 1.905.202 consumidores, distribuídos dentre as classes a seguir:

<u>CLASSE</u>	<u>N.º DE CONSUMIDORES</u>				
	<u>2002</u>	<u>%</u>	<u>2003</u>	<u>%</u>	<u>VARIAÇÃO %</u>
RESIDENCIAL	1.587.778	89,3	1.716.199	90,0	8,1
INDUSTRIAL	5.920	0,3	5.675	0,3	-4,1
COMERCIAL	137.036	7,7	133.539	7,0	-2,6
RURAL	38.282	2,2	39.904	2,1	4,2
OUTROS	9.388	0,5	9.881	0,6	5,3
REVENDA	3	-	4	-	33,3
TOTAL	1.778.407	100,0	1.905.202	100,0	7,1

EXPORTAÇÃO

Não se aplica à Companhia.

11.03 - POSICIONAMENTO NO PROCESSO COMPETITIVO

A COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ, é uma empresa concessionária de serviço público de energia elétrica, que está sujeita às determinações da Lei que regula e controla as Sociedades por Ações, e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência de Energia Elétrica - ANEEL.

A CERJ atende a 66 municípios com uma população estimada de 6 milhões de habitantes, numa área de concessão de 31.741 Km quadrados, correspondente a 73,3% do território do Estado do Rio de Janeiro, caracterizando-se sua área de concessão pela diversidade geográfica, com regiões de baixada, serra e litoral, e mais o distrito de Maringá no Município de Bocaina de Minas Gerais, Estado de Minas Gerais. A CERJ supre ainda, a Companhia de Eletricidade de Nova Friburgo - CENF e a Companhia Energética de São Paulo - CESP.

CAPITAL SOCIAL

Durante o exercício social findo em 31 de dezembro de 2003, o capital social da Companhia permaneceu inalterado e suas

	<u>Número de ações ordinárias</u>
	<u>2003</u>
Ações ao portador aguardando substituição por nominativas	2.962.931.400
Ações nominativas	2.892.600.938.285
Total	2.895.563.869.685

Em 8 de dezembro de 2003, através de Assembléia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia decidiram por aprovar um novo aumento do seu capital social no montante de R\$ 710.000 mil.

Este incremento foi efetivado em 29 de abril de 2004, quando se extinguiu o prazo para subscrição das 1.339.622.641.509 novas ações, pelo preço de emissão de R\$ 0,53 por lote de mil ações, todas integralizadas e o capital social da Companhia, que era de R\$ 915.424 mil, passou para R\$ 1.625.424 mil. Segue abaixo, a nova composição acionária da CERJ:

Acionista	% de participação no capital
Enersis Internacional	31,63
Enersis S.A. Agência	18,10
Chilectra S.A. Agência	23,74
Luz de Rio Ltda.	7,76
Eletricidade de Portugal Intern SGP S	7,70
Endesa Internacional S.A.	7,11
Endesa Internacional Energia	2,18
Outros	1,78
Total	100,00

DEBÊNTURES

De acordo com a ata da Reunião do Conselho de Administração, realizada em 20 de abril de 2004, foi exposta mais uma proposta, condicionada a aprovação, visando o fortalecimento financeiro da Companhia: emissão de debêntures.

Para que haja esta emissão, podem ser destacadas as seguintes condições:

- Distribuição pública pela Companhia, sob o regime de garantia firme (R\$ 270.000.000,00) e de melhores esforços (R\$ 24.000.000,00), em série única, da 2ª emissão (“Emissão”) pela Companhia, de 29.400 (vinte e nove mil e quatrocentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas escriturais, da espécie com garantia flutuante e com garantia adicional de penhor de direitos de crédito, com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) na data de emissão, perfazendo o montante total de R\$ 294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais), na data de emissão (“Debêntures”).

- A serem fixadas pela Assembléia Geral, se for o caso, sendo que o Conselho propõe lhe sejam delegados poderes na forma e para os fins do § 1º do Art. 59 da Lei nº 6.404/76.

RESULTADO DA COMPANHIA

O Ativo Imobilizado da CERJ alcançou cifra de R\$1.405 milhões, situando-se em 4,3% acima do valor registrado no ano anterior.

A CERJ apresentou um resultado líquido de (R\$ 75.376 milhões) representando uma melhora de 80,5%, em relação ao exercício de 2002 (R\$ 386.017).

A Receita Líquida de venda de energia apresentou um incremento de 18,22% passando de R\$ 1.301 bilhões para R\$ 1.538 bilhões em 2003. O fator determinante do acréscimo da Receita Líquida foi basicamente o reajuste de tarifa de 28,56% concedido em dezembro de 2002, cujos efeitos foram minimizados por não incidir sobre o faturamento aos consumidores de baixa renda e pelo aumento das deduções sobre a Receita Bruta.

É válido ressaltar que em dezembro de 2003, a Companhia, obteve um novo reajuste na tarifa de energia elétrica, de 15,52%, o que influenciará na Receita Bruta auferida durante o exercício de 2004.

As Despesas Operacionais cresceram 2,64% relativamente a 2002, totalizando R\$619 milhões. Com relação a esse aumento podem ser destacados: os esforços realizados pela Companhia objetivando na redução de perdas técnicas e comerciais; pelo grande investimento em realização em cursos de capacitação e treinamento de seus colaboradores e aumento das provisões, pela inclusão de novos processos cíveis e trabalhistas e pela provisão de contingências fiscais do período.

12.01 - PRINCIPAIS PATENTES, MARCAS COMERCIAIS E FRANQUIAS

Propriedade Intelectual

A Companhia não possui patentes registradas em seu nome junto ao INPI.

As principais marcas da Companhia que já estão registradas ou cujo pedido já foram encaminhados ao INPI encontram-se abaixo descritas:

<u>Marca</u>	<u>Situação</u>	<u>Processo</u>
CERJ (nominativa)	Registro	800239369
CERJ (mista)	Registro	820110710
CERJ (mista)	Registro	820110728
CERJ FÁCIL ATENDIMENTO (mista)	Pedido Comunicado	825720923
POSTE PADRÃO CERJ (nominativa)	Pedido Comunicado	825735190
LINHA VIVA (mista)	Pedido Comunicado	825982480
RIO ENERGIA (nominativa)	Pedido Comunicado	826095666

13.01 - PROPRIEDADES RELEVANTES

<u>Item</u>	<u>Tipo de Propriedade</u>	<u>Endereço</u>	<u>Município</u>	<u>UF</u>	<u>Área Total (Mil m²)</u>	<u>Área Construída (Mil m²)</u>	<u>Idade (Anos)</u>	<u>Hipo-teca</u>	<u>Alugada de Terceiros</u>	<u>Data do Contrato</u>	<u>Término Locação</u>	<u>Obser-vação</u>
01	Prédio da Administração Central	Praça Leoni Ramos, 01 Blocos 1 e 2	Niterói	RJ	9,000	15,000	8	Sim	Não	Sim	15/04/1997	14/04/2007
02	Prédio da Administração Central	Rua da Conceição, 67/69	Niterói	RJ	0,289	2,180	34	Sim	Não	Não		
03	Prédio da Administração Central	Rua Eduardo Luiz Gomes, 124	Niterói	RJ	0,400	3,652	24	Sim	Sim	Não		
04	Almoxarifado Central	Avenida do Contorno, 2.150	Niterói	RJ	11,030	4,671	61	Sim	Não	Não		
06	Prédio Administração RNI	Rua Visconde do Rio Branco, 429	Niterói	RJ	0,500	4,000	59	Sim	Sim	Não		
07	SE São Lourenço	Rua São Lourenço, 22	Niterói	RJ	5,766	0,180	31	Sim	Não	Não		
08	SE Zona Sul	Estrada Caetano Monteiro, S/N.º	Niterói	RJ	10,568	0,220	30	Sim	Não	Não		
09	SE Porto do Carro	Estrada dos Passageiros, S/N.º	São Pedro da Aldeia	RJ	13,370	0,126	24	Sim	Não	Não		
10	Prédio Administração RSG	Rua Feliciano Sodré, 230	São Gonçalo	RJ	0,945	2,893	32	Sim	Sim	Não		
11	Centro de Distribuição de São Gonçalo	Rua Nilo Peçanha, 546	São Gonçalo	RJ	12,419	1,215	20	Sim	Não	Não		
12	SE Alcântara	Lot. Boa Vista do Laranjal	São Gonçalo	RJ	23,172	0,409	28	Sim	Não	Não		
13	SE Sete Pontes	Rua Dr. Porciúncula, 1.762	São Gonçalo	RJ	13,048	0,076	51	Sim	Não	Não		
14	SE Macaé	Rua José Bonifácio, 429	Macaé	RJ	6,327	0,094	21	Sim	Não	Não		
15	Centro de Treinamento de Macaé	Estrada das Conchas, S/N.º	Macaé	RJ	33,800	1,590	24	Sim	Não	Não		
16	Centro de Distribuição de Macaé	Rua Dr. Têlio Barreto, 152	Macaé	RJ	2,023	1,121	54	Sim	Não	Não		
17	SE Rio da Cidade	Rodovia Br 040 - Km 66	Petrópolis	RJ	10,000	0,070	69	Sim	Não	Não		
18	SE Palatinato	Rua Dr. Sá Earp, 961	Petrópolis	RJ	5,289	0,085	21	Sim	Não	Não		
19	SE Bingen	Rua Dr. Paulo Herve, 1.700	Petrópolis	RJ	6,487	0,094	29	Sim	Não	Não		
20	SE Itamarati	Rua João de Farias, 215	Petrópolis	RJ	13,888	0,357	50	Sim	Não	Não		
21	SE Nova Friburgo	Lot. Cidade Jardim - Sans Souci	Nova Friburgo	RJ	13,205	0,111	24	Sim	Não	Não		
22	SE Val de Palmas	Rodovia RJ-116 - Cordeiro/Macuco	Cantagalo	RJ	27,225	0,129	24	Sim	Não	Não		
23	SE Retiro Saudoso	Estrada da Boca do Leão	Resende	RJ	12,500	0,199	27	Sim	Não	Não		
24	SE Santa Cruz da Serra	Rua Professora Marlene S. Laio, S/N.º	Duque de Caxias	RJ	31,280	0,123	24	Sim	Não	Não		
25	SE Magé	Rod. BR 116 - Rio/Teresópolis Km 113	Magé	RJ	96,768	0,435	13	Sim	Não	Não		
26	SE Itálva	Rod. BR 356 - Campos/Itaperuna	Italva	RJ	28,800	0,181	28	Sim	Não	Não		
27	Centro de Op. e Dist. RCA	Av. José Alves de Azevedo, 521	Campos	RJ	15,860	3,758	34	Sim	Não	Não		
28	SE e Cod. Itaperuna	Rua 10 de Maio, 866	Itaperuna	RJ	46,939	0,885	24	Sim	Não	Não		
29	Almoxarifado de Resende	Av. Marçílio Dias, 934	Resende	RJ	11,600	0,845	9	Sim	Sim	Não		
30	Prédio Adm. RPE	Rua Aureliano Coutinho, 81	Petrópolis	RJ	0,400	3,300	9	Sim	Não	Sim	13/03/1991	13/03/2003

14.03 - OUTRAS INFORMAÇÕES CONSIDERADAS IMPORTANTES PARA MELHOR ENTENDIMENTO DA COMPANHIA

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

RECURSOS HUMANOS

No final do exercício a CERJ contava com 1.517 trabalhadores, correspondendo a um dos maiores índices de produtividade do setor.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Clientes por trabalhador	1.256	1.226	1.167	1.128

O ano de 2003 marcou o início do processo de mudança na política de Gestão de Recursos Humanos (RH) da CERJ. Dentro das mais modernas práticas de gestão de pessoas, o papel do RH deixa de ser burocrático e normativo, e passa a ocupar uma posição estratégica para o plano de transformação da Companhia.

Os resultados do trabalho já podem ser percebidos na melhoria do clima organizacional, medida através de pesquisa de opinião, que indicou um avanço de 44% no grau de satisfação dos funcionários da CERJ com relação à pesquisa realizada em 2002.

As metas para 2004 são ousadas e o objetivo é desenvolver um sistema integrado de gestão de pessoas que permita promover uma transformação empresarial contínua e sustentada. Este sistema tem como função principal identificar as competências necessárias para o correto alinhamento do capital humano à estratégia empresarial.

Neste sentido, a CERJ reorganizou a estrutura da área de Recursos Humanos por grandes processos de forma a integrar as atividades afins, propiciar uma visão sistêmica e favorecer o processo decisório, objetivando ganhos em qualidade e agilidade no atendimento aos seus clientes. Os principais processos de RH foram agrupados em: Gestão de Pessoas; Remuneração e Organização; Clima Organizacional e Inovação; Relações Trabalhistas e Sindicais; Gestão de Recursos Externos; Planejamento e Gestão; e Segurança Patrimonial.

Em dezembro de 2003, a CERJ contava com 1.517 (em 2002, 1.451) colaboradores. As horas totais de treinamento totalizaram 70.116 (em 2002, 57.547) horas, o que representa uma média de 44,59 (em 2002, 39,66) horas de treinamento para cada colaborador. Ao final de 2003, 27,7% (em 2002, 26,2%) dos colaboradores possuíam nível superior.

As relações sindicais evoluíram em qualidade e transparência, contando com a efetiva participação dos funcionários nas negociações do Acordo Coletivo celebrado em 2003. Na ocasião, foi concedido um reajuste de 16,63%, índice acima da média do setor elétrico, demonstrando o esforço da CERJ em valorizar o seu quadro de colaboradores.

INVESTIMENTOS

A CERJ possui investimento na controlada integral CERJ Overseas Inc. Em 31 de dezembro de 2003, o saldo do investimento na controlada é nulo face a investida apresentar patrimônio líquido negativo, apresentado no passivo do balanço patrimonial.

A CERJ possui 36,43% das ações do capital da Investluz S.A., empresa que tem por objeto social participação em empresa dedicada a distribuição e geração de energia elétrica. A Investluz, por sua vez, possui 56,59% das ações do capital da COELCE.

Composição Acionária da INVESTLUZ

Acionista	<u>Quantidade</u> <u>de ações</u>	<u>Participação</u> <u>(%)</u>
Endesa Internacional S.A.	37.723.066.256	37,55
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ	36.598.904.252	36,43
Enersis S.A. - Agência Ilhas Cayman	15.681.945.734	15,61
Chilectra S.A. - Agência Ilhas Cayman	10.457.979.185	10,41
Total	<u>100.461.895.427</u>	<u>100,00</u>

Em 2003, foram capitalizados aproximadamente R\$ 177 milhões destinados à melhoria dos sistemas técnicos, comerciais e de gestão, em comparação aos R\$ 178 milhões de 2002.

Os principais investimentos da CERJ em 2003 foram:

- Ampliação da Subestação (SE) de Macabu (69/34, 5kV) com a substituição do transformador de 6,25 MVA por dois transformadores de 5,0 MVA, nos municípios de Santa Maria Madalena e Trajano de Moraes, e localidades de Tapera e Glicério;
- Ampliação da SE Nossa Senhora de Ajuda (69/13,8kV) com a substituição de um transformador de 7,5 MVA por outro de 12,5 MVA, uma nova saída em 15kV e um novo alimentador de média tensão, no município de Macaé.
- Lançamento do segundo circuito da Linha de Transmissão (LT) Entroncamento Araruama/Iguaba (69 kV), com 8,7 km de extensão, e ampliação das instalações de transmissão da SE Entroncamento Araruama com a construção de uma nova saída de LT em 69kV.
- Recapitação dos dois circuitos da LT Rocha Leão (Furnas /CERJ), com 1,5 km de extensão, com a substituição dos cabos condutores por cabos condutores termo-resistentes, que aumentam a capacidade de transmissão;

Além dos investimentos citados acima, foram incorporados ao sistema 14,83 MVA de potência e 9 alimentadores.

Para atender a novos clientes e melhorar a qualidade do sistema, a rede de distribuição ganhou 2.533 km em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) e 7.358 transformadores de distribuição. Também foram instalados 16 religadores microprocessadores de MT em substituição aos convencionais, 10 bancos de reguladores de tensão nos barramentos de MT em sete subestações e cinco bancos de reguladores de tensão nos alimentadores de MT.

UNIVERSALIZAÇÃO DE SERVIÇOS

Em continuidade ao Programa Luz no Campo, implantado em parceria da CERJ com o governo do Estado do Rio de Janeiro e a Eletrobrás, em 2003 foram incorporados 3.672 clientes, 630 km de rede MT e BT, 2.466 transformadores de distribuição e 10.315 postes; totalizando a interligação de 20.087 clientes e perfazendo um investimento de aproximadamente R\$ 56 milhões nos três anos do Programa.

REDE SUBTERRÂNEA

A CERJ desenvolveu projetos para introdução de rede subterrânea no seu sistema elétrico. Em 2003, foram incorporados ao sistema da CERJ 2 km de redes subterrâneas de MT e 8,1 km de BT, nos municípios de Macaé, Rio das Ostras e Petrópolis. Esses projetos representaram um investimento R\$ 3,7 milhões e 1.875kVA instalados.

NOVAS TECNOLOGIAS - REDUÇÃO DE PERDAS

A CERJ elegeu o ano de 2003 como marco para início de um programa mais efetivo de combate ao furto de energia. Dentre as várias iniciativas tomadas neste sentido, verificou-se que boa parte do furto de energia é resultado de ligações clandestinas realizadas diretamente na rede elétrica. Visando a dificultar este tipo de ligação e minimizar as perdas de energia, a CERJ desenvolveu um novo padrão de rede com tecnologia DAT (Distribuição Aérea Transversal). A rede DAT altera significativamente o conceito atual de rede adotado como padrão pelas empresas de distribuição. Esta nova tecnologia tem como conceito principal a elevação da altura da rede de baixa tensão ao mesmo nível da rede de média tensão, o que inviabiliza o acesso às ligações clandestinas, inibindo o furto e contribuindo para a redução dos índices atuais de perda de energia da CERJ. Em 2003, como projeto piloto, foram realizadas 4 mil ligações com este novo padrão, totalizando investimentos de cerca de R\$ 2,5 milhões. Este projeto piloto atestou a eficácia da nova tecnologia, viabilizando sua adoção como importante trunfo no programa de combate às perdas de energia da CERJ para os próximos anos.

PERDAS

Em 2003, manteve-se a metodologia aplicada para o cálculo de perdas de energia, tendo como critério compras menos vendas, sem consumo não registrado (CNRs), e levando-se em conta os consumos de energia lidos (energia circulante). Esta metodologia está em vigor desde o ano de 2000. O critério utilizado é de compras menos vendas sem consumos não registrados (CRN's). Com esta nova metodologia, as perdas têm apresentado a seguinte evolução:

<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
23,6%	22,6%	22,7%	19,7%	20,6%

TARIFA

As solicitações de reajuste tarifário e revisão de valores são feitas junto à ANEEL e dependem de sua homologação. A Cláusula 7ª do contrato de concessão da CERJ prevê o reajuste anual das tarifas de fornecimento, sempre no final de cada ano civil. O objetivo é manter o equilíbrio econômico-financeiro (EEF) da Concessionária.

O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é calculado mediante aplicação da fórmula paramétrica definida no Contrato. Para fins de reajuste tarifário, a receita da Concessionária é dividida em duas parcelas:

- Parcela A = Custos Não-Gerenciáveis - repasse integral dos aumentos ocorridos no período.
- Parcela B = Custos Gerenciáveis - repasse da inflação verificada no período, com base no IGP-M/FGV.

A CERJ encerrou o seu primeiro processo de revisão tarifária no dia 31 de dezembro de 2003, quando da aplicação do Índice de Reposicionamento Tarifário, conforme estabelece o Contrato de Concessão. Para efeito de cálculo do Índice, o valor dos ativos utilizados pela ANEEL foi provisório, devendo ser substituído, quando da aprovação do relatório de avaliação dos ativos, para a devida compensação no reajuste anual de 2004. O percentual de Quota de Reintegração adotado na revisão também foi provisório, devendo ser estabelecido o valor definitivo para compensação no reajuste de 2004, inclusive considerando o valor final da Base de Remuneração.

O índice preliminar de reposicionamento tarifário da Companhia foi de 15,52%, aplicado a partir de 31 de dezembro de 2003, conforme estabelece o Contrato de Concessão. O fator X foi de 1,29%. A Companhia aplicou o reajuste de forma integral, portanto não havendo parcelamento do Índice de Reajuste Tarifário.

ECONOMIA E FINANÇAS

A Receita Operacional Líquida da CERJ apresentou um aumento de R\$ 237 milhões, totalizando R\$ 1.538 milhões contra R\$ 1.301 milhões em 2002. Entre as principais razões que contribuíram para este resultado destacam-se:

- Crescimento de 37% (R\$ 604 milhões) da receita faturada da CERJ, proveniente fundamentalmente do reajuste tarifário de 28,56%;
- Aumento de 4,1% da demanda de energia elétrica da Companhia, o que delineia um relaxamento da sociedade para com a disciplina econômica adquirida durante o período de racionamento em 2001;
- Aumento substancial da parcela referente ao subsídio concedido pelo governo federal à subclasse Residencial Baixa Renda (R\$ 33 milhões) devido principalmente ao aumento do número destes clientes;
- Receita pelo Uso da Rede, parcela não coberta pela tarifa do exercício 2002, que representou um aumento de R\$ 4 milhões na receita operacional da Companhia;
- Aumento de 5% de outras receitas relativas a serviços taxados e outros.

Estes efeitos positivos foram atenuados por:

- Diminuição da receita relativa ao suprimento de energia, proveniente da perda de 25% dos contratos iniciais supridos pela CERJ;
- Aumento da carga tributária de 25% em 2002 para 29% em 2003 (R\$ 653 milhões).

O prejuízo do Serviço Público de Energia Elétrica em 2003 foi de aproximadamente R\$ 16 milhões em relação ao lucro de R\$ 39 milhões do ano anterior. Entre os motivos que afetaram os resultados destacam-se:

- Aumento de 42% das despesas com compra de energia (R\$ 276 milhões), devido a maior demanda e ao incremento de 25% na compra de “energia nova” (mais cara), em relação a 2002. A metodologia de reajuste tarifário não permitiu o repasse integral desses custos à tarifa de fornecimento em 2003;
- Maior volume de outras despesas operacionais, da ordem de 10% (R\$ 3 milhões);
- Aumento de 9% do custo de pessoal, devido principalmente à reajuste dos salários e ao aumento do número de empregados da Companhia;
- Crescimento médio de 7% do custo de serviços de terceiros.

O Resultado Financeiro apresentou uma recuperação de 26% em relação ao ano de 2002, pela redução de R\$ 94 milhões do prejuízo de R\$ 360 milhões auferidos no ano anterior. Os principais motivos deste resultado positivo foram:

- Valorização do real frente ao dólar, proporcionando um resultado positivo de R\$ 102 milhões em contraposição ao resultado negativo de R\$ 641 milhões de 2002;
- Aumento de 42% dos acréscimos moratórios, que foram de R\$37 milhões em 2003, em comparação a R\$ 26 milhões do ano anterior.

Evolução dos principais Indicadores

	unidade	2002	2003	variação
MERCADO				
Faturado	GWh	7.057	7.101	0,6
Vendas	M.RS	1.780	2.272	27,6
Clientes	Milhares	1.778	1.905	7,1
EFICIÊNCIA				
Trabalhadores	Nº	1.451	1.517	4,5
Clientes / Trabalhador		1.226	1.256	2,4
Perdas	%	22,6	23,6	4,4
QUALIDADE				
DEC	Horas	24,4	22,21	-9
FEC	Nº	20	17,02	-14,9
RESULTADOS				
Resultado Operacional	M.RS	38,8	-16	-141,2
Resultado Líquido	M.RS	-386	-75,4	-80,5

14.05 - PROJETOS DE INVESTIMENTO

Pesquisa e Desenvolvimento

Através do nosso Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), em atendimento à Lei 9.991/2000, buscamos alcançar soluções inovadoras que possibilitem ganhos de qualidade e competitividade na atividade de distribuição de energia elétrica.

A partir de convênios firmados entre a CERJ e centros de excelência em pesquisa, como LACTEC, UFRJ, COPPE, UFF, USP e PUC, são realizados projetos de desenvolvimento de qualidade e inovações tecnológicas.

Em 2003, foram investidos mais R\$ 3,4 milhões em projetos de P&D, que tiveram como destaque a diversidade dos temas abordados. Além dos projetos desenvolvidos nas áreas técnicas, também foram desenvolvidos projetos com foco nas áreas comercial, controle de perdas, inadimplência e satisfação do cliente.

Projetos de maior destaque dentro do Programa de P&D:

Distribuição

- Desenvolvimento de sistema para gerenciamento e otimização das ações de manutenção em redes de distribuição.
- Desenvolvimento de conversores estáticos monofásicos para trifásicos aplicados em acionamento e eletrificação rural.
- Desenvolvimento de um sistema de monitoramento de corrente para classe de tensão de 13,8 a 138 kV.
- Avaliação de sistemas de distribuição de energia submersos: estudo de caso em área modelo.

Transmissão

- Desenvolvimento experimental de protótipos de nova família otimizada de estruturas de transmissão de energia elétrica.
- Desenvolvimento de dispositivo para telemonitoramento de pontos críticos de linhas de transmissão.
- Novas técnicas em compatibilidade eletromagnética para subestações.

Geração

- Desenvolvimento de metodologia de medição contínua de rendimento em gerador hidráulico de energia elétrica.
- Desenvolvimento de tecnologia para inspeção de túnel de adução utilizando robôs subaquáticos de operação remota.
- Estudos e desenvolvimento de metodologia de avaliação de instrumentação para barragens de pequeno porte em concreto.

Comercial

- Desenvolvimento de modelos digitais para estudo dos impactos na média e baixa tensão devido a equipamentos eletroeletrônicos e cargas não lineares.
- Desenvolvimento de instrumento para monitoramento de qualidade de energia.

Perdas e inadimplência

- Desenvolvimento de novas alternativas para redução de inadimplência e perdas comerciais em regiões socialmente desfavorecidas.
- Desenvolvimento de sistema para caracterização da demanda de transformadores de distribuição em ambiente de altas perdas comerciais.

Satisfação do cliente

- Desenvolvimento de ferramenta e alternativas para monitoramento e avaliação da satisfação dos consumidores da CERJ.

15.01 - PROBLEMAS AMBIENTAIS

Gestão Ambiental

Sempre com o intuito de obter melhorias no seu sistema de gestão ambiental, a CERJ, em 2003, passou a aplicar a Política Nacional de Meio Ambiente em toda a extensão de sua operação. Buscando cumprir toda a legislação aplicada ao tema, a Companhia manteve um constante intercâmbio técnico com todos os órgãos ambientais federais, estaduais, municipais e organizações não governamentais (ONGs). Foram também promovidas diversas visitas às instalações da Companhia para troca de informações e aprimoramento das atividades que apresentavam riscos de impactos socioambientais.

As principais ações realizadas nesta área de gestão foram as seguintes:

- Conclusão da construção das caixas coletoras e separadoras de óleo isolante de transformadores nas seguintes subestações: Entroncamento Rio da Cidade, Guaxindiba, Portão do Rosa, Porto do Carro, São Pedro da Aldeia, Augusto Vieira e usina hidrelétrica de Areal;
- Construção de fossas sépticas nas usinas hidrelétricas de Piabanha e Areal;
- Armazenamento e acondicionamento de aproximadamente quatro toneladas de terra *fuller*, que serão processadas durante o ano de 2004;
- Estudos complementares ambientais para a recapacitação da usina hidrelétrica de Tombos, em cumprimento às exigências do órgão licenciador ambiental;
- Elaboração de um manual técnico de podas de árvores urbanas;
- Elaboração de um guia prático de arborização urbana que compatibilize a rede elétrica com a arborização;
- Conclusão do trabalho sobre a metodologia para avaliação dos efeitos dos campos elétricos e magnéticos e de emissão de ruídos acústicos sobre a população adjacente à instalação de alta tensão;
- Elaboração do anteprojeto de desenvolvimento de técnicas para conservação do solo e recuperação de áreas degradadas do entorno de reservatórios, estudo de caso para a usina hidrelétrica de Tombos;
- Iniciado o trabalho de Auditoria Ambiental na usina hidrelétrica de Franca Amaral, em cumprimento às exigências do órgão licenciador ambiental.

- Assinatura com o Ibama e a ONG Sociedade Brasileira de Bromélias, de um contrato de prestação de serviços de mobilização e prevenção de incêndios, visando à preservação da Mata Atlântica em Petrópolis.
- Estímulo à consciência ambiental na gestão da CERJ, com a comemoração do Dia Mundial do Meio Ambiente e a realização de palestras sobre o tema para os funcionários.
- Assinatura com o Ministério Público, Feema, Serla e empreendedores da região, do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) visando ao controle e à fiscalização de ocupações irregulares na área de preservação ambiental de Massambaba, nos municípios de Saquarema, Araruama e São Pedro da Aldeia.

16.01 - AÇÕES JUDICIAIS COM VALOR SUPERIOR A 5% DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO OU DO LUCRO LÍQUIDO

Item	Descrição	% do Patrimônio Líquido	% do Lucro Líquido	Provisão	Valor (Reais Mil)
01	Trabalhista	17,82	-0,83	Sim	62.821
02	Fiscal/Tributária	46,07	-2,15	Sim	162.382
03	Outras	4,25	0,20	Sim	14.964

17.01 - OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS

OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS

Os saldos com partes relacionadas em 31 de dezembro de 2003 são apresentados como segue:

Controladora:

	2003				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Reserva (Despesa)
CERJ OVERSEAS Inc.					
Empréstimos e financiamentos	-	654.132	-	1.276.411	85.268
Diversos				4.609	1.028
COELCEL - Companhia Energética do Ceará					
Módulo e serviços prestados	-	-	-	-	(1.620)
ENDESA INTERNACIONAL S.A.					
Encargos de Dívidas	-	-	-	5.769	(1.009)
ENERTRAD - Comercializadora de Energia S.A.					
Compra de energia	-	-	7.860	-	(33.232)
ELLEN - Companhia de Interconexão Energética					
Compra de energia	-	32.158	93.568	-	(189.800)
Luz de Rio Ltda.					
Encargos de dívidas	-	-	-	20.346	(4.997)
Diversos	-	507	-	-	-
Investlar S.A.					
Mútuo	-	-	78.441	-	(6.604)
Couras	1.250	1.005	11.241	-	(9.845)
Total	1.250	687.802	191.110	1.307.335	(159.106)

	2006					Total (Devedor)
	Circulante	Realizável Longo Prazo	Passivo Circulante	Realizável Longo Prazo	Resultado de Exercícios Futuros	
COELCE – Companhia Energética de Ceará Mútuo e Serviços prestados						(1.286)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de dívidas	-	-	-	5.709	-	(1.009)
ENERTRAD – Comercializadora de Energia S.A. Compra de energia	-	-	7.690	-	-	(35.232)
CIEN – Companhia de Interconexão Energética Compra de energia	-	23.153	32.503	-	-	(316.261)
Serviços			3.082			
Outros Créditos		2.75				
CECEL – Central Geradora e Comercializadora de Energia Serviços e fornecimento de energia e venda de energia			2.062		21.637	
ENELCO S.A. INTERNATIONAL Empréstimos e financiamentos			50.487	733.336		131.336
Encargos de dívidas	-	-	688	-	-	-
ENELCO S.A. Agência Empréstimos e financiamentos	-	-	-	24.957	-	3.415
Luz de Rio Ltda. Encargos de dívidas	-	-	-	20.540	-	(3.502)
Dívidas		297				
Investimentos						
Mutuo	-	-	40.605	-	-	(4.108)
Outros	1.350	1.000	13.163	20		(2.345)
Total	1.350	33.946	236.332	804.946	21.637	(128.632)

As transações com partes relacionadas foram contratadas em condições usuais de mercado, na avaliação da Administração das Companhias, conforme abaixo discriminadas:

a) CERJ Overseas Inc.

Transações ativas

Empréstimos concedidos a CERJ Overseas Inc. em 1998, suportados por contratos de mútuo no montante de US\$ 206.887 mil, a taxa de juros 6% a.a. mais Libor, com vencimento em 30 de dezembro de 2006.

Transações passivas

Referente a repasse de financiamentos externos obtidos pela controlada, que estão suportados em contrato de mútuo no valor de US\$350.000 mil com juros de 11,2% a.a. e com vencimento final em 6 de outubro de 2008

b) Enersis Internacional e Enersis S.A. Agência.

O empréstimo com Enersis Internacional, renovado pela controlada indireta COELCE em 2003 no montante de US\$ 62.222 mil, possui taxa de juros de 10,5% a.a. (6,5% a.a. em 2002) acrescido de variação cambial e tem vencimento

para novembro de 2004. Também com a Enersis Internacional, a controla Cerj Overseas possui um saldo de US\$ 249.142 mil, relativo ao empréstimo US\$ 242.000 mil e US\$ 7.142 mil com a controladora Enersis S.A. Agência a taxa Libor mais 3,5% a.a. de juros com pagamentos semestrais.

c) Luz de Rio Ltda.

O montante se refere a novação da dívida da CERJ com a Luz de Rio Ltda, originada após a conversão de debêntures em ações ocorrida em 16 de julho de 2002.

d) Investluz S.A.

A Sociedade firmou dois contratos de empréstimo para a Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ, em 27 de junho de 2003 e em 05 de setembro de 2003, no montante de R\$ 55.000 e R\$ 16.837 e vencimento em junho de 2004 e maio de 2004, respectivamente. Ambos contratos têm taxa de juros equivalente a 115% do CDI.

O valor total do empréstimo em 31 de dezembro de 2003 é de R\$ 78.441, sendo R\$ 71.837 referente a principal e R\$ 6.604 referente a juros.

Ambos contratos foram autorizado pela ANEEL através do ofício n.º 937/2003.

e) Enertrade

Refere-se ao contrato de compra de energia com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2022 com preço médio homologado pela ANEEL e reajuste anual com base em 100% da variação do IGPM.

f) Companhia de Interconexão Energética – CIEN.

Contratos de compra de energia homologados pela ANEEL com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2018 e 30 de dezembro de 2022, respectivamente. Sendo o primeiro contrato reajustado anualmente com base em 100% da variação do IGPM e o segundo com reajuste anual com base em 25% da variação do IGPM e 75% da variação do dólar.

g) O saldo de “Outras” demonstrado nos quadros acima está representado principalmente pelas seguintes empresas:

- Cam Brasil Multiserviços Ltda., Synapsis Brasil S.A., Enersis S.A., oriundos principalmente da prestação de serviços especializados, tais como: gerenciamento de software, administração e finanças, prestação de serviços de informática, relacionados diretamente às operações das Companhias.
- Endesa Internacional S.A., por gastos incorridos pelas atividades de auditoria corporativa na CERJ.

ESTATUTO SOCIAL DA CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

CAPÍTULO I DA DENOMINAÇÃO, ORGANIZAÇÃO, SEDE, DURAÇÃO E OBJETO

ARTIGO PRIMEIRO - A CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, que usará a abreviatura CERJ, é uma sociedade anônima e terá suas atividades regidas por este Estatuto e pela legislação em vigor.

ARTIGO SEGUNDO - A CERJ tem por objeto social:

- a) estudar, planejar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, podendo administrar e/ou incorporar outros sistemas de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade, organizar subsidiária, ou incorporar outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seus objetivos;
- b) participar de pesquisas vinculadas ao setor energético, notadamente nas áreas de geração, transmissão e formação de pessoal técnico e a preparação de operários qualificados, através de programas de treinamento e cursos especializados;
- c) participar de organizações regionais, nacionais e internacionais, voltadas ao planejamento, operação, intercâmbio técnico e desenvolvimento empresarial, relacionadas com a área de energia elétrica; e
- d) participar de outras empresas do setor elétrico como sócia ou acionista, inclusive no âmbito de programas de privatização, no Brasil e no exterior.

ARTIGO TERCEIRO - A sede e o foro da Companhia são os da cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, podendo instalar em qualquer parte do Território Nacional sucursais, filiais, agências, postos de serviço, depósitos e escritórios que se fizerem necessários desde que aprovados pelo Conselho de Administração.

ARTIGO QUARTO - A duração da Companhia é indeterminada.

CAPÍTULO II DO CAPITAL E DAS AÇÕES

ARTIGO QUINTO - O capital social totalmente subscrito e integralizado é de R\$ 1.625.424.306,38 (um bilhão, seiscentos e vinte e cinco milhões, quatrocentos e vinte e quatro mil, trezentos e seis reais e trinta e oito centavos), dividido em 4.235.186.511.194 (quatro trilhões, duzentos e trinta e cinco bilhões, cento e oitenta e seis milhões, quinhentos e onze mil, cento e noventa e quatro) ações ordinárias, sem valor nominal.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - O capital social poderá ser aumentado, independentemente de reforma estatutária, na forma do Art. 168 da Lei nº 6.404/76, por mera deliberação do Conselho de Administração, no valor máximo de R\$ 142.307.692,88 (cento e quarenta e dois milhões, trezentos e sete mil, seiscentos e noventa e dois reais e oitenta e oito centavos), até o limite de R\$ 1.767.731.999,26 (um bilhão, setecentos e sessenta e sete milhões, setecentos e trinta e um mil, novecentos e noventa e nove reais e vinte e seis centavos), mediante a emissão das ações ordinárias correspondentes. O aumento dar-se-á sem direito de preferência aos acionistas, nas hipóteses dos incisos I e II do Art. 172 da Lei nº 6.404/76.

PARÁGRAFO SEGUNDO - As ações da CERJ serão escriturais, permanecendo em contas de depósito em instituição autorizada, em nome de seus titulares, sem emissão de certificados, nos termos dos Arts. 34 e 35 da Lei nº 6.404/76, cabendo a cada ação o direito a um voto nas deliberações da Assembléia Geral”.

ARTIGO SEXTO - A integralização das ações obedecerá às normas e condições estabelecidas pela Assembléia Geral.

ARTIGO SÉTIMO - A instituição depositária poderá cobrar do acionista o custo do serviço de transferência da propriedade das ações escriturais.

ARTIGO OITAVO- Em caso de aumento de Capital Social, os acionistas da companhia terão direito de preferência para a subscrição de ações correspondentes ao aumento nos termos da Lei, na proporção do número de ações que já possuírem.

ARTIGO NONO - A cada ação ordinária nominativa corresponde um voto nas deliberações da Assembléia Geral.

CAPÍTULO III DA ADMINISTRAÇÃO

ARTIGO DEZ - A CERJ será administrada por um Conselho de Administração, órgão colegiado de funções deliberativas, com as atribuições previstas na lei, sem prejuízo daquelas estabelecidas neste Estatuto, e por uma Diretoria composta por 6 (seis) membros, sendo um (i) o Diretor Presidente, (ii) o Diretor Vice-Presidente Técnico, (iii) o Diretor Vice-Presidente Comercial, (iv) o Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro, (v) o Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos e (vi) o Diretor Vice-Presidente de Relações Institucionais.

ARTIGO ONZE - A investidura nos cargos de Conselheiro de Administração e de Diretor far-se-á mediante termo lavrado em livro próprio. Parágrafo Único - Findo o mandato, os administradores permanecerão no exercício de seus cargos, até a investidura de seus sucessores.

ARTIGO DOZE - O Conselho de Administração será constituído de 09 (nove) membros e até igual número de suplentes, eleitos pela Assembléia Geral, com mandato de 02 (dois) anos, cabendo a um deles a Presidência do Conselho e a outro a Vice-Presidência, respectivamente.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - Os empregados e aposentados da CERJ e os empregados e aposentados da BRASILETROS, individualmente ou através de sociedade de participação, condomínio ou clube de investidores, terão direito de eleger um membro do Conselho de Administração.

PARÁGRAFO SEGUNDO - No caso de impedimento temporário do Presidente do Conselho, o seu substituto será o Vice-Presidente do Conselho.

ARTIGO TREZE - O Conselho de Administração reunir-se-á, com a presença da maioria de seus membros, trimestralmente, ou quando necessário, sempre que convocado por seu Presidente ou pelo Vice-Presidente, ou ainda por dois de seus membros, com a antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) horas; as deliberações, consignadas em ata, no livro próprio, serão tomadas por maioria de votos, sem que o Presidente do Conselho tenha voto de desempate.

ARTIGO QUATORZE - Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da CERJ, através de diretrizes fundamentais de administração, bem como o controle superior da CERJ, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, acompanhamento da execução dos programas aprovados e verificação dos resultados obtidos.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - No exercício de suas atribuições, cabe também ao Conselho de Administração deliberar sobre o seguinte:

- (i) aprovação do plano anual de financiamento, incluindo gestão de caixa e sua alteração, contrair empréstimo no País ou no exterior em valor superior a R\$ 50.000.000,00;
- (ii) aprovação do plano anual de investimento no ativo fixo da Companhia;
- (iii) a prestação de garantia a financiamentos, tomados no País ou no exterior, em valor superior a R\$50.000.000,00;
- (iv) eleição e destituição de Diretores, fixando-lhes as atribuições;
- (v) a estrutura organizacional da empresa;
- (vi) fiscalização da gestão da empresa, inclusive mediante requisição de informações ou exame de livros e documentos;
- (vii) a convocação da Assembléia Geral;
- (viii) o relatório da administração e das contas da Diretoria Executiva;
- (ix) aprovação e alteração de plano estratégico de longo prazo;

- (x) a escolha e destituição de auditores independentes;
- (xi) fixação de participações de Diretores e outros empregados nos lucros da CERJ;
- (xii) seleção, contratação e destituição de administradores de subsidiárias e de outras sociedades em que a CERJ detenha participação;
- (xiii) participação em licitação ou rejeição pela CERJ de nova concessão de serviço público, bem como aceitação ou rejeição de qualquer modificação de seus termos ou cessão de direitos decorrentes de tal concessão;
- (xiv) propostas de planos que disponham sobre admissão, carreira, acesso, vantagens e regime disciplinar para os empregados da CERJ;
- (xv) alienação de bens do ativo permanente, cujo valor exceda a R\$ 50.000.000,00;
- (xvi) fazer pré-pagamento ou renovação de dívidas referente ao principal, em montante igual ou superior ao R\$50.000.000,00;
- (xvii) alienação ou aquisição de participações em outras empresas, a serem registradas no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% (cinco por cento) do valor do ativo permanente no último Balanço publicado;
- (xviii) aprovar a nomeação de procuradores da CERJ para representá-los nas assembléias gerais de acionistas das sociedades em que a CERJ detenha participação acionária; e
- (xix) emissão de notas promissórias comerciais para distribuição pública, estabelecendo:
 - I - o valor da emissão e a sua divisão em séries, se for o caso;
 - II - a quantidade e valor nominal das Notas Promissórias;
 - III - as garantias, quando for o caso;
 - IV - as condições de remuneração e de atualização monetária, se houver;
 - V - o prazo de vencimento dos títulos;
 - VI - o demonstrativo para comprovação dos limites previstos na legislação aplicável;
 - VII - o local de pagamento;
 - VIII - a contratação de prestação de serviços, tais como custódia, liquidação, emissão de certificados, agente pagador, conforme o caso; e
 - IX - e todas as demais condições e características da emissão.

PARÁGRAFO SEGUNDO - O Conselho de Administração, em cada exercício, examinará e submeterá à decisão da Assembléia Geral Ordinária, o Relatório da Administração, balanço patrimonial, a demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados, a demonstração do resultado do exercício, a demonstração das origens e aplicações dos recursos, bem como a proposta de distribuição de dividendos e de aplicação dos valores excedentes, anexando o parecer do Conselho Fiscal e o certificado dos auditores independentes.

ARTIGO QUINZE - No caso de vacância ou impedimento temporário do cargo de membro do Conselho o mesmo será substituído por seu suplente, que servirá até a primeira Assembléia Geral que eleger o seu substituto.

ARTIGO DEZESSEIS - A Diretoria é o órgão executivo da Companhia e é composta de 06 (seis) membros, eleitos e destituíveis pelo Conselho de Administração, observadas as disposições do Art. 14, sendo o prazo de gestão de 02 (dois) anos, permitida a reeleição, à qual caberá a Administração da Sociedade, nos limites das atribuições estabelecidas pelo mencionado Conselho.

ARTIGO DEZESSETE - À Diretoria Executiva caberá, dentro da orientação traçada pela Assembléia Geral e pelo Conselho de Administração, assegurar o funcionamento regular da CERJ.

ARTIGO DEZOITO - O Diretor-Presidente exercerá as atribuições que lhe forem determinadas pelo Conselho de Administração, sendo responsável pelas áreas de planejamento estratégico e controle de gestão da CERJ, pelo departamento de auditoria, pelo departamento jurídico e pelo departamento de relações corporativas, bem como a representação ativa e passiva da Companhia.

ARTIGO DEZENOVE - Os demais Diretores exercerão as atribuições que lhes forem determinadas pelo Conselho de Administração, sendo o Diretor Vice-Presidente Técnico responsável pelas áreas de planejamento técnico, engenharia, operação de redes e investimentos e transmissão e sub-transmissão; o Diretor Vice-Presidente Comercial responsável pelas áreas comercial e de distribuição; o Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro responsável pelas áreas administrativa, de informática, financeira, contábil, patrimonial e de relações com investidores; o Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos responsável pela área de recursos humanos; e o Diretor de Relações Institucionais responsável pela área de relações com órgãos e entidades governamentais.

Os Diretores mencionados acima reportar-se-ão diretamente ao Diretor Presidente e não terão funções deliberativas.

ARTIGO VINTE - O instrumento de mandato nomeando procurador da CERJ, perante terceiros, inclusive com a cláusula “ad judicia”, que não o previsto no art. 14, § 1º, item (xxiii), dependerá da assinatura do Diretor-Presidente.

CAPÍTULO IV DAS ASSEMBLÉIAS GERAIS

ARTIGO VINTE UM - A Assembléia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social, em dia e hora previamente fixados, para: tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; eleger, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração; fixar os honorários dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal.

ARTIGO VINTE DOIS - Compete privativamente à Assembléia Geral de Acionistas deliberar sobre a emissão de debêntures, estabelecendo:

- I - o valor da emissão ou os critérios de determinação do seu limite, e a sua divisão em séries, se for o caso;
- II - o número e o valor nominal das debêntures;
- III - as garantias reais ou a garantia flutuante, se houver;
- IV - as condições de correção monetária, se houver;
- V - a conversibilidade ou não em ações e as condições a serem observadas na conversão;
- VI - a época e as condições de vencimento, amortização ou resgate;
- VII - a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso, se houver; e
- VIII - o modo de subscrição e colocação e o tipo das debêntures.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - A Assembléia Geral de Acionistas poderá, caso a caso, em conformidade com o artigo 59, § 1º da Lei n.º 6.404/76, delegar ao Conselho de Administração a deliberação sobre as condições mencionadas nos n.ºs VI a VIII deste artigo e sobre a oportunidade da emissão.

PARÁGRAFO SEGUNDO - Compete, ainda, à Assembléia Geral deliberar acerca do pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas nos termos da Lei nº 9.249/95 e legislação pertinente.

ARTIGO VINTE TRÊS - Além dos casos previstos em lei, a Assembléia Geral será convocada sempre que o Conselho de Administração achar conveniente, ou nos termos da lei.

ARTIGO VINTE QUATRO - A mesa que dirigirá os trabalhos da Assembléia Geral será constituída pelo Presidente do Conselho, ou seu substituto, e por um Secretário, escolhido dentre os presentes.

ARTIGO VINTE CINCO - A transferência de ações poderá ser suspensa pelo prazo de até 15 (quinze) dias antes da realização da Assembléia Geral.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - O edital de convocação poderá condicionar a presença do acionista na Assembléia Geral, além dos requisitos previsto em lei, ao depósito na sede da Companhia, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da Assembléia Geral, do comprovante expedido pela instituição depositária das respectivas ações.

PARÁGRAFO SEGUNDO - O edital de convocação também poderá condicionar a representação, por procurador, do acionista, na Assembléia Geral, a que o depósito do respectivo instrumento seja efetuado na sede da CERJ, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da Assembléia Geral.

CAPÍTULO V DO CONSELHO FISCAL

ARTIGO VINTE SEIS - A Companhia terá um Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, podendo ser instalado nos exercícios sociais a pedido de acionistas que representam, no mínimo, 10% (dez por cento) com direito a voto, ou 5% (cinco por cento) das ações sem direito a voto.

PARÁGRAFO ÚNICO - O Conselho Fiscal será composto de 3 (três) membros eleitos pela Assembléia Geral, na forma da lei, tendo a competência que lhe é atribuída pelo artigo 163 da Lei nº 6.404/76.

CAPÍTULO VI DO EXERCÍCIO SOCIAL E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

ARTIGO VINTE SETE - O exercício social encerrar-se-á a 31 de dezembro de cada ano e obedecerá, quanto às demonstrações financeiras, aos preceitos da legislação federal sobre energia elétrica, à legislação sobre as sociedades por ações e ao presente Estatuto.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - Observar-se-ão, quanto aos resultados, as seguintes regras:

I - do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda;

II - do lucro do exercício, 5% (cinco por cento) serão aplicados na constituição da Reserva Legal, que não excederá de 20% (vinte por cento) do capital social;

III - observadas as deduções estabelecidas nos incisos I e II acima, será realizada a distribuição do dividendo não inferior a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado nos termos da Lei nº 6.404/76;

IV - a companhia poderá registrar como reserva os juros sobre investimentos, realizados mediante a utilização de capital próprio, nas obras em andamento;

V - outras reservas poderão ser constituídas, na forma e limites legais; e

VI - o valor dos juros pagos ou creditados, mediante aprovação da Assembléia Geral de Acionistas, a título de juros sobre o capital próprio nos termos do art. 9º, § 7º da Lei nº 9.249/95, sem prejuízo do disposto pelos §§ 1º e 2º do mesmo artigo, e legislação e regulamentação pertinentes, poderá integrar o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

PARÁGRAFO SEGUNDO - O dividendo de que trata o item III do Parágrafo Primeiro deste artigo não será obrigatório no exercício em que os órgãos da administração informarem à assembléia geral ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da CERJ. O Conselho Fiscal dará parecer sobre essa informação.

PARÁGRAFO TERCEIRO - Os lucros que deixarem de ser distribuídos nos termos do § 2º serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da CERJ.

**CAPÍTULO VII
DAS DISPOSIÇÕES GERAIS**

ARTIGO VINTE OITO - Deverão ser observadas, pelos órgãos societários, as seguintes regras:

I - subordinam-se à prévia aprovação do Poder Concedente as alterações de cláusulas estatutárias;

II - Deverão ser submetidas à prévia e expressa concordância do Poder Concedente as transferências, cessões, alienações e onerações, sob qualquer forma ou título, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosa, da totalidade ou parte das ações com direito a voto e/ou direitos de subscrição ou bonificações, do bloco de controle, distribuídas em decorrência da capitalização de lucros ou reservas da CERJ;

III - não poderão ser averbadas transferências da propriedade de ações com direito de voto, integrantes do bloco de controle, no livro de Registro de Ações da CERJ, sem que o novo titular firme, junto com o termo de transferência, declaração de que se obriga a observar e a cumprir todas as cláusulas e condições estabelecidas no CONTRATO DE CONCESSÃO. A declaração será emitida em duas vias, uma das quais para o arquivo na sede da CERJ e outra para encaminhamento ao Poder Concedente; e

IV - será averbado à margem do registro de ações de titularidade dos acionistas controladores o seguinte termo: “Estas ações não poderão ser oneradas, cedidas ou transferidas a qualquer título, sem a prévia e expressa concordância do Poder Concedente”.

ARTIGO VINTE NOVE - O Conselho de Administração exercerá suas atribuições no sentido de zelar pela fiel observância das normas legais, regulamentares e disposições contratuais pertinentes à prestação dos serviços de energia elétrica concedidos; bem como para que a empresa realize os investimentos necessários à manutenção e ao aperfeiçoamento destes serviços, sempre visando ao atendimento adequado aos usuários, e outros por ventura previstos neste Estatuto.

ARTIGO TRINTA - Constará do Relatório da Administração capítulo destacado sobre as atividades e investimentos relacionados à prestação dos serviços concedidos.

ARTIGO TRINTA UM - A CERJ se obriga a realizar todas as gestões e interpor todas as defesas legais e judiciais destinadas à prevenir e impedir que se realize toda ação ou ato que, direta ou indiretamente, tenda a sujeitar o seu controle acionário ao Governo Federal, Estadual ou Municipal ou à empresas de administração pública direta ou indireta, inclusive sociedades de economia mistas a serem constituídas e, ainda, qualquer sociedade ou qualquer entidade controlada pelo Governo Federal, Estadual ou Municipal ou na qual o mesmo detenha direitos de voto ou participação superiores a 50% (cinquenta por cento).

Última atualização pela Ata da Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária de 29/04/2004.

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

Item	Descrição dos Pedidos	Valor dos Pedidos no		
		Último Exercício (Reais Mil)	Penúltimo Exercício (Reais Mil)	Antepenúltimo Exercício (Reais Mil)
99	Encomendas não Atendidas	0	0	0

20.01 - DESCRIÇÃO DAS INFORMAÇÕES ALTERADAS

GRUPO 02.02 - Experiência profissional acadêmica dos Conselheiros

Grupo 03 - Distribuição de Capital - Acordo de acionista

Grupo 03 - 03.03 - Distribuição do Capital social dos controladores

Grupo 12 - Principais Marcas e Patentes, Marcas Comerciais e Franquias

Grupo 15 - Problemas Ambientais

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ANEXO IV

Demonstrações financeiras auditadas (31/12/2001, 31/12/2002 e 31/12/2003)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

**Demonstrações Contábeis Acompanhadas do
Parecer dos Auditores Independentes**

31 de Dezembro de 2001 e 2000

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**Parecer dos Auditores Independentes**

Ao Conselho de Administração e Acionistas da

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ:

(1) Examinamos os balanços patrimoniais individuais (controladora) e consolidados da COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto 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 de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos das Companhias; (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 das Companhias, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

(3) Conforme descrito na Nota 13, a Companhia e sua controlada em conjunto, Investluz S.A., optaram pelo diferimento de variações cambiais passivas líquidas em virtude da variação nas taxas de câmbio ocorrida no trimestre findo em 31 de março de 1999. Adicionalmente, a controlada Investluz S.A., optou pelo diferimento das variações cambiais passivas líquidas ocorridas durante o exercício de 2001. As práticas contábeis geralmente aceitas requerem que os efeitos de flutuações nas taxas de câmbio sejam reconhecidos no resultado dos períodos em que ocorrerem. Como consequência, o patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001 estava a maior em R\$20.812 mil (R\$32.868 mil em 2000) e o prejuízo do exercício findo naquela data estava a maior em R\$6.737 (lucro a menor em R\$25.522 mil em 2000), já considerados os efeitos fiscais correspondentes.

(4) Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto mencionado 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 de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2001 e 2000 e 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 5 e 9, a Companhia e sua controlada indireta, Companhia Energética do Ceará – COELCE, 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 pela Administradora do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE. Adicionalmente, registraram contas a receber relacionadas a 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 no 14 (ainda sujeita à aprovação do Congresso Nacional) e Resolução no 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL e Resolução no 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Estes valores serão realizados através de aumentos tarifários extraordinários, aprovados por resoluções específicas da ANEEL, bem como através de inclusão do CVA na análise anual dos reajustes de suas tarifas, e ambos estão pendentes de revisão e homologação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Rio de Janeiro, 31 de Janeiro de 2002

(Exceto com relação às Notas 5, 9 e 14, cuja data é 27 de março de 2002.)

ARTHUR ANDERSEN S/C - CRC-2-SP-123-S-RJ



Fernando Marotta

Sócio-Diretor Responsável

Contador - CRC-1-RJ-12.214-4

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Em milhares de reais)

A T I V O

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2001	2000	2001	2000
CIRCULANTE:				
Numerário disponível	24.747	6.571	29.611	10.108
Aplicações financeiras	-	-	6.308	5.173
Consumidores e revendedores	711.994	494.334	842.015	605.611
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(336.322)	(230.806)	(374.686)	(262.560)
Programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica	13.574	-	25.530	-
Dividendos a Receber	-	36	-	36
Rendas a Receber	52.186	43.798	54.841	43.928
Estoques	922	104	2.142	1.632
Partes Relacionadas	1.190	62	1.190	62
Devedores diversos	17.307	15.948	26.428	21.176
Despesas pagas antecipadamente	5.562	678	8.003	1.368
Outros créditos	-	-	2.165	1.435
	<u>491.160</u>	<u>330.725</u>	<u>623.543</u>	<u>427.970</u>
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO:				
Programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica	7.028	-	8.585	-
Empréstimos e financiamentos	-	-	506	794
Consumidores e revendedores	188.225	-	259.023	-
Partes Relacionadas	569.810	575.732	-	-
Depósitos vinculados a litígios	58.153	43.957	61.448	47.297
Despesas pagas antecipadamente	72.912	-	77.913	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	303.575	133.467	325.605	154.547
Outros	26.191	10.775	29.347	20.524
	<u>1.225.894</u>	<u>763.931</u>	<u>782.427</u>	<u>223.162</u>
PERMANENTE:				
Investimentos	364.604	379.735	141.869	5.112
Imobilizado	1.447.772	1.275.263	2.066.233	1.840.239
Diferido	16.558	32.649	30.763	40.107
	<u>1.628.934</u>	<u>1.687.647</u>	<u>2.238.865</u>	<u>1.885.458</u>
Total do ativo	3.545.988	2.752.303	3.624.835	2.536.590

As notas explicativas anexas são parte integrante destes balanços.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Em milhares de reais)

PASSIVO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2001	2000	2001	2000
CIRCULANTE:				
Fornecedores	229.906	122.412	263.995	144.466
Folha de pagamento	12.135	11.625	13.896	12.430
Programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica	13.424	-	16.239	-
Encargos de dívidas	1.504	2.971	32.760	3.790
Empréstimos e financiamentos	279.436	182.187	1.065.514	213.095
Operações com Derivativos	87.642	-	87.642	-
Debêntures	5.378	5.378	5.378	5.378
Tributos e contribuições sociais	43.808	38.030	58.482	52.225
Dividendos a pagar	-	-	5.873	5.652
Juros sobre capital próprio, líquidos de efeitos de impostos	-	-	5.961	-
Partes Relacionadas	186.483	174.431	299	28.809
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.757	-	5.300	-
Obrigações estimadas	118.760	70.160	126.231	80.109
Provisão para contingências	2	112	17.040	11.037
Obrigações com benefícios pós-emprego	47.214	-	56.282	-
Outros Passivos	185.765	89.712	55.401	30.404
	1.215.204	697.018	1.816.293	588.395
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO:				
Fornecedores	52.899	-	75.076	-
Empréstimos e financiamentos	37.218	54.041	184.508	146.054
Obrigações com benefícios pós-emprego	310.142	135.775	330.812	135.776
Provisão para contingências	261.278	198.464	261.278	198.464
Debêntures	262.520	262.520	262.520	262.520
Imposto de renda e contribuição social diferidos	63.567	79.372	67.787	84.284
Partes Relacionadas	989.872	831.045	-	473.208
Outras obrigações	8.150	4.030	8.171	4.050
	1.985.646	1.565.247	1.190.152	1.304.356
Obrigações vinculadas à concessão	168.206	138.223	241.102	216.791
	2.143.852	1.703.470	1.431.254	1.521.147
PARTICIPAÇÃO MINORITÁRIA	-	-	190.356	45.233
PATRIMÔNIO LÍQUIDO:				
Capital social realizado	284.587	284.587	284.587	284.587
Reservas de capital	21.570	13.619	21.570	13.619
Reserva de reavaliação	127.681	153.704	127.681	153.704
Prejuízos Acumulados	(246.906)	(70.095)	(246.906)	(70.095)
	186.932	381.815	186.932	381.815
Total do passivo	3.545.988	2.782.303	3.624.835	2.536.590

As notas explicativas anexas são parte integrante destes balanços.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CEB

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Em milhões de reais, exceto o lucro (prejuízo) líquido do exercício
por lote de mil ações, expresso em reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2001	2000	2001	2000
RECEITA OPERACIONAL:				
Fornecimento de energia elétrica-				
Consumidores, concessionários e permissionários	1.419.148	1.273.626	1.750.010	1.510.908
Ativo regulatório	203.639	-	280.755	-
Suprimento de energia elétrica	74.060	44.805	84.354	57.506
Outras receitas	19.726	23.546	22.158	25.651
	1.716.573	1.341.977	2.137.277	1.594.065
Deduções à receita operacional-				
Quota para reserva global de reversão	(10.585)	(10.361)	(14.160)	(13.954)
Impostos e contribuições sobre a receita	(312.941)	(293.586)	(403.364)	(424.933)
	(323.526)	(303.947)	(417.524)	(438.887)
Receita operacional líquida	1.392.047	1.043.928	1.719.753	1.255.178
DESPESAS OPERACIONAIS:				
Pessoal e Administradores	(71.550)	(61.852)	(89.603)	(74.264)
Material	(4.596)	(3.188)	(6.593)	(8.562)
Serviços de terceiros	(96.041)	(62.250)	(123.321)	(107.837)
Compensação financeira para utilização de recursos próprios	(151)	(175)	(161)	(175)
Comercialização - operações com energia elétrica-				
Energia elétrica comprada para revenda	(528.100)	(486.098)	(832.758)	(586.797)
Pessoal regulatório - racionamento	(113.158)	-	(149.236)	-
Quota para a conta de consumo de combustível	(61.747)	(55.195)	(69.218)	(11.292)
Depreciação e amortização	(98.277)	(66.586)	(125.693)	(98.275)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e contingências passivas	(155.438)	(142.906)	(207.972)	(153.257)
Outras despesas operacionais	(33.189)	(25.982)	(60.729)	(53.229)
	(1.202.248)	(854.312)	(1.475.373)	(1.141.490)
RESULTADO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	189.819	98.626	244.380	113.706
RESULTADO DE PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA	(66.315)	(42.265)	-	-
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS:				
Renda de aplicações financeiras	2.308	808	6.883	834
Variação monetária e acréscimo monetário-energia vendida	17.353	17.543	25.560	24.624
Encargos de dívidas	(52.563)	(134.746)	(129.986)	(145.120)
Variações monetárias	(83.253)	(35.506)	(93.822)	(66.279)
Operação Forward e Swap	(54.300)	-	(54.350)	-
Encargos sobre Depósitos	(35.113)	(44.694)	(35.113)	(44.694)
Juros sobre o capital próprio	-	-	(10.650)	-
Outras despesas financeiras, líquidas	(17.845)	49.806	(26.033)	36.707
	(223.493)	(145.162)	(323.481)	(194.148)
RESULTADO OPERACIONAL	(90.979)	(97.821)	(79.101)	(80.440)
RECEITAS NÃO OPERACIONAIS	7.824	36.206	8.599	41.653
DESPESAS NÃO OPERACIONAIS	(12.105)	(18.613)	(16.778)	(32.101)
PREJUÍZO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, IMPOSTO DE RENDA, PARTICIPAÇÕES E REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	(104.260)	(79.228)	(87.280)	(68.888)
Contribuição social	(14.411)	(8.624)	(17.300)	(10.681)
Imposto de renda	(41.662)	(24.811)	(47.629)	(31.192)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	112.074	118.362	112.154	121.337
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	(48.190)	4.799	(42.253)	10.588
Participação dos empregados	-	-	(1.043)	-
Participação minoritária	-	-	(16.278)	(14.123)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	(48.190)	4.799	(59.574)	(3.537)
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	-	10.650	8.956
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	(48.190)	4.799	(48.924)	3.421
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO POR LOTE DE MIL AÇÕES - R\$	(0,04)	0,03	(0,05)	0,03

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CEEJ
DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Em milhares de reais)

ORIGENS DE RECURSOS DAS OPERAÇÕES	Controladora		Consolidada	
	2001	2000	2001	2000
- Lucro líquido do exercício	-	4.739	-	3.421
Despesas (Receitas) que não afetam o capital circulante				
- Depreciação e amortização	-	68.598	-	98.076
- Amortização do ágio oriundo da incorporação	-	-	-	2.392
- Variação monetária e cambial de longo prazo	-	36.848	-	56.343
- Provisão para Contingências	-	12.933	-	12.933
- Equivalência Patrimonial	-	42.298	-	-
- Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	(116.362)	-	(121.337)
- Participação de minoritários	-	-	-	14.123
- Outras	-	(90.088)	-	23.731
	-	10.967	-	88.720
De terceiros				
- Obrigações vinculadas à concessão	19.963	13.035	24.311	18.503
- Transferência do Imobilizado para o Circulante	5.993	16.686	5.993	16.686
- Transferência do circulante para exigível a longo prazo	16.544	43.498	16.209	43.498
- Redução do realizável a longo prazo	217.963	-	32.805	-
- Empréstimos obtidos	-	4.513	-	7.215
- Aumento de Capital - Debêntures conversíveis	-	97.400	-	97.480
- Contratações	-	17.681	-	-
- Outras	-	-	4.121	-
TOTAL DAS ORIGENS	249.383	283.887	69.945	273.097
Aplicações				
- Prejuízo do exercício	46.150	-	48.924	-
Despesas (Receitas) que não afetam o capital circulante				
- Recomposição territorial de longo prazo	186.224	-	247.605	-
- Custo de energias livre	(52.124)	-	(70.403)	-
- Depreciação e amortização	(98.277)	-	(121.213)	-
- Amortização do ágio oriundo da incorporação	-	-	(21.198)	-
- Amortização do deságio das notas promissórias	-	-	(4.540)	-
- Variação monetária e cambial de longo prazo	(46.813)	-	(8.455)	-
- Custo líquido dos bens adquiridos ao ativo imobilizado	-	-	(3.270)	-
- Provisão para Contingências	(86.919)	-	(86.819)	-
- Equivalência Patrimonial	86.315	-	-	-
- Equivalência Patrimonial - CEEJ Divergências no passivo circulante	(72.978)	-	-	-
- Encargos financeiros transferidos para imobilizações em curso	-	-	206	-
- Justas liquidas providenciadas longo prazo	66.734	-	-	-
- Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	168.686	-	168.166	-
- Reversão de depósitos vinculados a litígios	-	-	(557)	-
- Participação de minoritários	-	-	(18.278)	-
	116.540	-	98.987	-
Das operações				
- Programa Emergencial de redução de consumo	7.028	-	8.585	-
- Depósito judicial	14.192	-	14.151	-
- No realizável a longo prazo	51.663	17.511	89.044	24.329
- No investimento	-	3.890	-	3.654
- No diferido	-	-	18.461	1.036
- No imobilizado	257.050	248.265	348.191	300.873
- Juros sobre Capital Próprio	-	-	16.666	6.958
- Transferência do Exigível a longo prazo para o circulante	120.787	65.740	526.314	21.036
- Obrigações com beneficiários	-	-	3.582	-
- Imóvel de renda sobre juros sobre obras em andamento	-	-	215	-
- Redução de capital	-	-	19.219	-
- Debêntures conversíveis em ações	-	97.480	-	97.480
- Contratações	-	41.566	-	-
- Outras Aplicações	-	2.157	-	-
TOTAL DAS APLICAÇÕES	607.134	476.779	1.102.740	505.566
Redução do capital circulante líquido	(357.751)	(272.912)	(1.032.795)	(232.669)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
- No início do exercício	398.726	341.533	427.979	424.873
- No fim do exercício	491.160	350.725	623.543	427.970
	166.434	(10.408)	195.573	3.297
Passivo Circulante				
- No início do exercício	687.036	454.514	688.386	392.589
- No fim do exercício	1.215.204	897.018	1.816.283	688.595
	518.168	262.504	1.227.906	235.686
Redução do capital circulante líquido	(357.751)	(272.912)	(1.032.795)	(232.669)

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações

COMPANHIA ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Em milhares de reais)

	Reservas de capital									
	Capital social realizado	Ação na emissão de ações	Doações e subvenções para investimentos	Remuneração de bens e direitos com capital próprio	Outras reservas de capital	Reserva de reavaliação		Prejuízos acumulados	Sub - Total	Recursos destinados a aumento de capital
						Alíquotas próprias	Alíquotas próprias			
Saldo em 31 de dezembro de 1999	187.732	72.722	419.421	54.509	2.098	548.750	140.380	(832.965)	243.897	1.657
Remuneração das imobilizações em curso:	-	-	-	12.494	-	12.494	-	-	12.494	-
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	-	-	(7.864)	7.864	-	-
Reavaliação registrada em Dezembro de 2000, líquida dos efeitos fiscais	-	-	-	-	-	-	20.968	-	20.968	-
Aumento de capital (conversão de debêntures EDP)	96.865	-	-	-	-	-	-	-	96.865	-
Ação apurada na conversão de debêntures	-	625	-	-	-	625	-	-	625	-
Absorção de prejuízos	-	(72.722)	(419.421)	(54.509)	(2.098)	(548.750)	-	550.407	1.657	(1.657)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	4.799	4.799	-
Saldo em 31 de dezembro de 2000	284.587	625	-	12.964	-	13.619	153.704	(70.095)	381.815	-
Ajuste do exercício anteriores	-	-	-	-	-	-	-	(2.411)	(2.411)	-
Deficit atuante - CVM nº374 (Nota 21)	-	-	-	-	-	-	-	(152.233)	(152.233)	-
Remuneração das imobilizações em curso:	-	-	-	7.951	-	7.951	-	-	7.951	-
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(48.190)	(48.190)	-
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	-	-	(28.023)	28.023	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2001	284.587	625	-	20.945	-	21.570	127.681	(248.906)	186.932	-

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

(Não auditado)

ANEXO I

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO POR ATIVIDADE PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000

(Em milhares de reais)

	2001			2000		
	Geração	Distribuição	Não Vinculadas	Total	Geração	Distribuição
Receita Operacional Bruta						
Receita com Energia Elétrica	-	1.622.787	-	1.622.787	-	1.284.379
Outras Receitas e Renditas	-	92.706	-	92.706	-	63.603
Deduções à Receita Operacional						
Impostos e Contribuições	-	(312.941)	-	(312.941)	-	(10.362)
Encargos do Consumidor	-	(10.565)	-	(10.565)	-	(293.687)
Receita Operacional Líquida	-	1.392.067	-	1.392.067	-	1.043.933
Despesas Operacionais:						
Pessoal e Administradores	(206)	(71.344)	-	(71.550)	(427)	(91.525)
Material	(34)	(4.564)	-	(4.598)	(14)	(3.188)
Serviços de terceiros	(2.358)	(93.683)	-	(96.041)	(1.959)	(80.246)
Comercialização - operações com energia elétrica - Energia elétrica comprada para revenda	-	(606.280)	-	(606.280)	-	(486.086)
Passivo regulatório - racionamento	-	(34.969)	-	(34.969)	-	-
Quota para a conta de consumo de combustível	(19.610)	(61.747)	-	(61.747)	-	(55.195)
Depreciação e amortização	-	(78.667)	-	(78.667)	(927)	(65.638)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(195.436)	-	(195.436)	-	(142.908)
Outras	(154)	(33.186)	-	(33.340)	(240)	(25.952)
	(22.362)	(1.179.886)	-	(1.202.248)	(3.567)	(950.735)
Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Resultado Financeiro e da participação societária	(22.362)	212.181	-	189.819	(3.567)	93.198
Resultado Financeiro	231	(144.693)	(79.021)	(223.483)	130	(73.868)
Resultado de participação societária	-	-	(66.315)	(66.315)	-	(42.285)
Resultado operacional	(22.131)	67.488	(145.336)	(99.979)	(3.437)	19.330
Resultado Não Operacional	1.499	(5.781)	-	(4.282)	(746)	20.338
Lucro (Prejuízo) Antes da Contribuição Social, Imposto de Renda, Participações e Reversão dos Juros Sobre o Capital Próprio	(20.632)	61.707	(145.336)	(104.261)	(4.183)	39.669
Contribuição Social	-	(14.411)	-	(14.411)	-	(8.524)
Imposto de Renda	-	(41.592)	-	(41.592)	-	(24.811)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	112.074	-	112.074	-	116.367
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(20.632)	117.778	(145.336)	(48.190)	(4.183)	122.691
						(113.709)
						4.789

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJNOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEISEM 31 DE DEZEMBRO DE 2001 E 2000(Em milhares de reais, exceto quando mencionado)**1. CONTEXTO OPERACIONAL**

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica.

A Companhia tem por objetivo explorar os sistemas de geração, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, participar de pesquisas vinculadas ao setor energético e participar de outras empresas do setor elétrico, no Brasil e no exterior.

Em 20 de novembro de 1996, através de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, o Consórcio formado pelas empresas estrangeiras Sociedad Panameña de Eletricidad, Empresa Eléctrica de Panamá S.A., EDP - Eletricidade de Portugal e Endesa Desarrollo S.A., adquiriu o controle acionário da CERJ, configurando o retorno à origem privada da empresa.

Em 9 de dezembro de 1996 foi assinado junto ao Poder Concedente o Contrato de Concessão nº005/96, com prazo de 30 anos, expirando-se em dezembro de 2026. Nesse contrato foram definidas as áreas de distribuição de energia a serem atendidas pela Companhia bem como as Usinas de aproveitamento de potencial hidráulico de geração de energia.

A CERJ vem desenvolvendo ações para captação de recursos de longo prazo, junto a agências de fomento e bancos nacionais e internacionais objetivando fazer face a posição de capital de giro existente em 31 de dezembro de 2001 e melhorar o perfil de sua dívida, especialmente quanto a custo e prazo. A dívida com partes relacionadas no montante de R\$186.483 em 31 de dezembro de 2001 apresentado no passivo circulante (R\$174.431 em 2000) refere-se aos juros vencidos dos empréstimos com controlada e estão sendo negociados para liquidação a longo prazo. Outro evento que já se encontra em adiantada fase de negociação, é um financiamento a ser concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, vinculado ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (Nota 5).

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira, bem como de acordo com as disposições complementares da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e consoante com as práticas contábeis descritas na Nota 3.

3. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações contábeis são as seguintes:

(a) Aplicações Financeiras--São registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço, não excedendo o valor de mercado.

(b) Consumidores e Revendedores--Referem-se a créditos de fornecimento de energia faturada, não faturada e revenda até a data do balanço. De acordo com o estabelecido pela Resolução nº 72 da Aneel, de 7 de fevereiro de 2002, foi registrado nessa conta o valor referente à recomposição tarifária extraordinária definida pela Medida Provisória nº 14 e pela Resolução nº 91, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, ambas de 21 de dezembro de 2001 (Nota 5).

(c) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa--Calculada em valor julgado pela Administração da Companhia como suficiente para atender às perdas prováveis na realização das contas a receber de consumidores e revendedores.

(d) Estoques--Os estoques (almoxarifado de manutenção) estão avaliados ao custo médio de aquisição, ajustados por provisão para perdas por obsolescência, quando aplicável.

(e) Investimentos--As participações societárias permanentes em sociedades controladas encontram-se avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. Os demais investimentos estão registrados ao custo, ajustado ao preço de mercado através de provisão para perdas em investimentos, quando aplicável.

(f) Imobilizado--Está composto pelo custo de aquisição e/ou construção, acrescido de reavaliações espontâneas efetuadas em dezembro de 1996 e dezembro de 2000, deduzido da depreciação acumulada, calculada pelo método linear em conformidade com as taxas de depreciação determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel (Nota 12). Em função do disposto nas Instruções Gerais nºs 35 e 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros e demais encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros efetivamente aplicados no imobilizado em curso estão registrados nesse subgrupo como custo. O mesmo procedimento foi adotado 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. O capital próprio aplicado no imobilizado em curso é remunerado pela Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, a crédito do patrimônio líquido.

(g) Variação Cambial--A Companhia e sua controlada em conjunto optaram pelo tratamento contábil permitido pelo Ofício-Circular nº 205/1999 - SFF/ANEEL e deliberação nº 294 de 26/03/99 da CVM, contabilizando no ativo diferido o resultado líquido negativo decorrente do ajuste de valores em reais, de obrigações e créditos em função da variação nas taxas de câmbio, ocorridas no primeiro trimestre de 1999, para amortização em até 4 anos. No ano de 2001, foram editadas a Medida Provisória nº 03/01 e a Deliberação nº 404 da CVM, com nova redação dada pela Deliberação nº 409, que facultam o diferimento das perdas líquidas com variação cambial apuradas no ano de 2001, devendo estas serem amortizadas em até 48 meses, a partir do exercício de 2001, à exemplo do que ocorreu em 1999. O procedimento de registrar o resultado líquido negativo das variações cambiais ocorridas em 2001 foi adotado somente pela Controlada em conjunto da Companhia.

(h) Imposto de Renda e Contribuição Social--O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro real), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente -- 25%. A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis antes dos impostos, através da aplicação da alíquota de 9%. O imposto de renda e contribuição social diferidos foram registrados a partir de diferenças intertemporárias, considerando as alíquotas desses tributos que esperam-se estar vigentes na data de sua realização.

(i) Obrigações com Benefícios Pós-emprego--Referem-se ao passivo atuarial relativo ao plano de previdência complementar e assistência médica oferecidos aos empregados e aposentados da Companhia, registrado com base em cálculo atuarial efetuado por atuário independente. Conforme facultado pela Deliberação nº 371 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, de 13 de dezembro de 2000, que estabeleceu as normas para a contabilização dos benefícios a empregados, a Companhia optou por constituir a provisão para tais obrigações como ajustes de exercícios anteriores, diretamente no patrimônio líquido. Os ajustes de provisão apurados em anos posteriores deverão ter seu reflexo reconhecido no resultado de cada exercício (Nota 21).

(j) Obrigações Vinculadas à Concessão--Registradas como obrigações especiais no exigível a longo prazo, em contrapartida do ativo imobilizado, referem-se aos recursos de participação financeira dos consumidores e da União e de doações e subvenções para investimentos, destinados à execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

(k) Outros Créditos e Obrigações--São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias e cambiais incorridas.

(l) Apuração do Resultado--As receitas e despesas são apropriadas de acordo com o regime de competência, exceto quanto ao diferimento de efeitos da variação cambial do primeiro trimestre de 1999 e exercício de 2001 (Nota 13).

(m) Estimativas--A preparação de demonstrações contábeis de acordo com as práticas de contabilidade emanadas da legislação societária brasileira, requer que a Administração da Companhia 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 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, Provisão para Contingências e Planos de Aposentadoria e Pensão.

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 um documento denominado de 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.

4. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

As demonstrações contábeis consolidadas foram elaboradas de acordo com os critérios técnicos de consolidação, previstos na Instrução CVM nº 247/96.

Tais demonstrações incluem a controlada integral CERJ Overseas Inc. e a participação proporcional da Companhia, nas demonstrações contábeis consolidadas da controlada em conjunto Investluz S.A. As datas de encerramento dos exercícios sociais da controlada integral e da controlada em conjunto consolidadas são coincidentes com as da controladora.

As participações no capital votante e total da controlada integral e da controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2001 e 2000 são como se segue :

	% de participação no capital votante	% de participação no capital total
CERJ Overseas Inc.	100,00	100,00
Investluz S.A.	36,43	36,43

A Sociedade elaborou demonstrações contábeis consolidadas com sua controlada integral e controlada em conjunto, as quais foram utilizadas como base para aplicação dos seguintes principais procedimentos de consolidação:

- a. Eliminação dos saldos das contas de ativo e passivo entre as empresas consolidadas.
- b. Eliminação das participações no capital, reservas e lucros acumulados das empresas consolidadas.
- c. Eliminação dos saldos de receitas e despesas, bem como de resultados não realizados, decorrentes de negócios entre as empresas consolidadas.

O resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001 da Companhia controladora, difere do resultado consolidado, devido a variações patrimoniais que não transitaram no resultado do exercício da controlada em conjunto Investluz S.A., refletidos no resultado de equivalência patrimonial da Companhia controladora, resumidamente como segue:

Prejuízo líquido da controladora	(48.190)
Efeito referente remuneração de bens e direitos sobre o capital próprio da controlada indireta, COELCE	(734)
	<u> </u>
Prejuízo Líquido Consolidado	(48.924)
	=====

5. CONSUMIDORES E REVENDEDORES

Classe de consumidores	Controladora				
	Saldos			Total	
	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há Mais de 90 dias		
				2001	2000
Residencial	16.529	80.180	149.285	245.994	270.002
Industrial	28.863	41.387	13.556	83.806	58.377
Comercial	13.440	45.118	24.708	83.266	66.070
Rural	6.300	4.676	1.571	12.547	4.139
Poder público	7.608	23.347	10.400	41.355	39.152
Iluminação pública	1.632	4.924	14.357	20.913	19.281
Serviço público	3.059	8.210	947	12.216	7.462
Subtotal	77.431	207.842	214.824	500.097	464.483
Renda não faturada	33.613	-	-	33.613	-
Ativo Regulatório	282.337	-	-	282.337	-
Ativo Regulatório Longo prazo	(188.225)	-	-	(188.225)	-
Suprimento	82.278	1.894	-	84.172	29.851
	287.434	209.736	214.824	711.994	494.334
Provisão para créditos de Liquidação duvidosa				(336.322)	(230.806)
Total	287.434	209.736	214.824	375.672	263.528
	=====	=====	=====	=====	=====

Classe de consumidores	Consolidado				
	Saldo			Total	
	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há Mais de 90 dias		
				2001	2000
Residencial	21.293	85.829	161.236	268.358	289.654
Industrial	39.558	55.264	14.520	109.342	78.962
Comercial	18.333	47.636	48.132	112.101	95.110
Rural	8.469	5.557	2.588	16.614	7.862
Poder público	9.885	24.449	13.643	47.977	57.116
Iluminação pública	3.547	5.134	14.736	23.417	27.102
Serviço público	5.010	8.493	1.112	14.615	10.559
Subtotal	104.095	232.362	255.967	592.424	566.365
Renda não faturada	46.100	-	-	46.100	-
Ativo Regulatório	359.453	-	-	359.453	-
Ativo Regulatório Longo prazo	(247.606)	-	-	(247.606)	-
Parcelamento a longo prazo	(11.417)	-	-	(11.417)	-
Suprimento	82.332	1.894	18.835	103.061	39.246
	332.957	234.256	274.802	842.015	605.611
Provisão para créditos de Liquidação duvidosa				(374.686)	(262.560)
Total	332.957	234.256	274.802	467.329	343.051

Programa Emergencial - Racionamento

Devido ao nível reduzido das principais bacias hidrográficas brasileiras observado no primeiro semestre de 2001, o Governo Federal instituiu, a partir de 1º de junho de 2001, um programa de racionamento de energia.

As principais medidas adotadas podem ser resumidas da seguinte forma:

- Cobrança de sobretaxas nas tarifas aos consumidores que não cumpram a meta de redução de consumo, definida inicialmente em uma redução de 20%.
- Distribuição de bônus para consumidores de determinadas faixas de consumo, que apresentem redução superior à meta estabelecida (Nota 6).
- Suspensão da comercialização das sobras de energia das distribuidoras e geradoras no Mercado Atacadista de Energia - MAE.

Mercado Atacadista de Energia – MAE

O montante de R\$84.172 (R\$103.061 no consolidado), apresentado como Suprimento, corresponde ao volume de energia comercializada no Mercado Atacadista de Energia (MAE), cujas atividades foram iniciadas em janeiro de 1999.

O referido montante inclui:

- a. Os valores apurados de acordo com o extrato fornecido pelo MAE, com o volume de energia comercializado de setembro de 2000 a abril de 2001, no montante de R\$37.971 (R\$53.790 no consolidado)
- b. O montante de R\$19.968 (R\$23.037 no consolidado) referente ao período de maio a dezembro de 2001, foi registrado com base em estimativa divulgada pela Administradora de Serviço do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) em 13 de março de 2002, em caráter preliminar e sujeita a alterações e ajustes posteriores.
- c. A parcela de R\$26.233 (R\$26.234 no consolidado) corresponde ao montante de energia livre que a Companhia tem expectativa de receber, dentro do período de um ano após a data de balanço, divulgada pela Administradora de Serviço do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) em 13 de março de 2001.

Dessa forma, os saldos correspondentes à energia comercializada no MAE estão sujeitos a ajustes, quando da confirmação dos valores efetivamente comercializados.

Ativo Regulatório

Com base nas disposições contidas na Medida Provisória nº 14, na Resolução nº 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, de 21 de dezembro de 2001, e na Resolução nº 31 da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, de 24 de janeiro de 2002, a Companhia efetuou levantamento do montante da recomposição tarifária extraordinária, aplicável a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica, a ser reconhecido com o objetivo de retomada do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, através do ressarcimento das perdas de consumo observadas em decorrência do programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica, para o período compreendido entre 1º de junho e 31 de dezembro de 2001.

A referida recomposição tarifária extraordinária se dará por meio da aplicação às tarifas vigentes em 31 de dezembro de 2001, assim reconhecidas pela Aneel, da seguinte forma:

- 2,9% para os clientes residenciais e rurais (exceto baixa renda).
- 7,9% para os demais clientes.

A recomposição tarifária extraordinária no valor de R\$203.639 (R\$280.755 no consolidado) foi registrada como receita de fornecimento no exercício de 2001. Esse montante é referente à diferença entre a receita estimada, sem os efeitos da redução de consumo decorrente do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, e a receita auferida pela concessionária para o período supracitado, de acordo com os parâmetros definidos na Resolução nº 91 da GCE e na Resolução nº 31 da Aneel de 24 de janeiro de 2002.

O valor referente à energia livre foi contabilizado com base em comunicado aos agentes, divulgado em 13 de março de 2002 pela Asmae (órgão operador do MAE), no montante de R\$78.698 (R\$100.875 no consolidado), majorado pelo valor recuperável de PIS, no montante de R\$508 (R\$1.348 no consolidado).

Tendo em vista se tratar de valor informado em caráter preliminar, o montante relacionado à energia livre poderá ainda sofrer alterações. Os valores definitivos a serem divulgados deverão ser validados pela Aneel, conforme previsto em sua Resolução nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, através de solicitação de homologação a ser apresentada pela Companhia à Aneel.

A recomposição tarifária vigorará pelo período necessário à compensação do montante apurado.

Em 27 de março de 2002, a Companhia encaminhou à Aneel os cálculos da recomposição tarifária, os quais estão sujeitos à homologação pelo órgão regulador. Para que a Companhia tenha direito a essa compensação, renunciou a qualquer pleito judicial ou extrajudicial relativo a fatos e normas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e à recomposição tarifária extraordinária, bem como aderiu aos acordos firmados entre os agentes do setor elétrico, conforme previsto pela Medida Provisória nº 14 e pelas Resoluções nº 91, da GCE e nº 31, da Aneel.

Como parte do acordo relativo à recomposição tarifária, a Companhia irá pagar à Furnas Centrais Elétricas S/A, os valores integrais dos contratos iniciais de fornecimento de energia elétrica, reduzidos pelo fator de 2,34%, estabelecido pela Aneel e também embutido na metodologia de cálculo do ativo regulatório. Estes valores montam, em 31 de dezembro de 2001 a R\$34.969 (R\$48.971 no consolidado). O total conjunto destes valores e da energia livre, sem acréscimo do PIS, mencionada acima, no montante de R\$113.159 (R\$149.338 no consolidado), foi registrado no resultado do exercício, na rubrica Passivo Regulatório – Racionamento e Energia Elétrica Comprada para Revenda, respectivamente.

Será concedido à Companhia financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, como forma de adiantamento da compensação relativa à tarifa extraordinária, no valor de aproximadamente 90% do montante a ser ressarcido. Os recursos advindos do faturamento da recomposição tarifária extraordinária aos clientes da Companhia serão integralmente destinados à quitação desse financiamento.

Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

A Administração da Companhia entende que a provisão constituída, no montante de R\$336.322 (R\$374.686 no consolidado) é suficiente para cobrir as eventuais perdas na realização desses ativos.

6. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora	Consolidado
	2001	2001
Ativo circulante-		
Bônus concedidos	13.574	25.530
	=====	=====
Ativo realizável a longo prazo -		
Custos a recuperar	7.028	8.585
	=====	=====
Passivo circulante		
Sobretaxas arrecadadas	13.424	16.239
	=====	=====

De acordo com o definido pela Aneel, os valores de sobretaxas arrecadadas e os bônus concedidos em decorrência do programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica deverão ser controlados separadamente, sem afetar os resultados da Companhia.

7. RENDAS A RECEBER

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Conta consumidores – serviços prestados	47.639	27.864	47.639	27.864
Serviços em curso	3.337	6.528	5.992	6.528
Gastos a reembolsar – consumidores	446	1.652	446	1.652
Variação monetária operação forward/swap	61	7.332	61	7.332
Outros	703	422	703	552
	=====	=====	=====	=====
	52.186	43.798	54.841	43.928
	=====	=====	=====	=====

8. DEVEDORES DIVERSOS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Tributos e contribuições sociais compensáveis	10.025	5.740	18.113	10.702
Adiantamentos a empregados	4.056	1.484	4.424	1.744
Danos causados a terceiros	3.226	1.540	3.226	1.546
Outros devedores	-	7.184	275	7.184
Uso mútuo de postes	-	-	388	-
	=====	=====	=====	=====
	17.307	15.948	26.426	21.176
	=====	=====	=====	=====

A partir de janeiro de 2001, a Companhia passou a contabilizar em tributos e contribuições sociais compensáveis os créditos de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS vinculados ao ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48. O saldo do ICMS a compensar em 31 de dezembro de 2001 é de R\$28.313 (R\$8.383 no ativo circulante e R\$19.930 no realizável a longo prazo).

9. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Circulante				
Seguros e outros	5.582	678	8.003	1.369
	-----	-----	-----	-----
Total	5.582	678	8.003	1.369
	=====	=====	=====	=====
Realizável a Longo Prazo				
Parcela A – Uso da rede de transmissão	12.613	-	12.613	-
Parcela A – Transporte	1.128	-	1.128	-
Parcela A – Conta Consumo Combustível	4.911	-	9.374	-
Parcela A – Variação Cambial Itaipú	48.242	-	48.242	-
	-----	-----	-----	-----
Sub-Total	66.894		71.357	
	=====		=====	
Seguros e outros	6.018	-	6.556	-
	-----	-----	-----	-----
Total	72.912	-	77.913	-
	=====	=====	=====	=====
Total Geral	78.474	678	85.916	1.369
	=====	=====	=====	=====

Parcela A

Consubstanciada na Portaria Interministerial nº 296 de 25 de outubro de 2001 e na Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001, a Companhia registrou como Despesas Antecipadas, os aumentos incorridos em 2001 que estão relacionados aos custos sobre os quais não tem gestão (Parcela A), como Cota de Consumo de Combustível - CCC, Reserva Global de Reversão - RGR, custo de utilização das redes de transmissão, taxa de fiscalização da Aneel e outros, aumentos esses não contemplados no reajuste tarifário de 2001.

Do montante de R\$66.894, R\$35.820 refere-se ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001 será recuperado em conjunto com o ativo regulatório, através da recomposição tarifária extraordinária (Nota 5).

Conforme previsto nas Resoluções nºs 491 à 496, da Aneel, o montante de R\$37.092, relativo à gastos antecipados que serão repassados na próxima tarifa anual, a qual no caso da CERJ será em dezembro de 2002. Portanto, a recuperação deste gasto antecipado ocorrerá no próximo período anual de tarifa, a partir de dezembro de 2002.

10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

Com base na Deliberação CVM 273 de 20 de agosto de 1998 e Pronunciamento do Instituto Brasileiro de Contadores - IBRACON, a Companhia reconheceu contabilmente imposto de renda e contribuição social diferidos, às alíquotas de 25% e 9% respectivamente, sobre diferenças intertemporais, com base em projeções de resultados futuros da Companhia, refletindo no resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2001 um crédito líquido de R\$112.074 (R\$112.154 no consolidado).

Adicionalmente a Companhia constituiu provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos, sobre reavaliação efetuada no seu ativo Imobilizado em Serviço, conforme mencionado na nota 12, nos montantes de R\$42.128 e R\$15.166 (R\$58.735 e R\$20.637 em 2000) respectivamente, estando registrado no seu Passivo a Longo Prazo Impostos Diferidos.

A seguir encontram-se demonstrados os saldos por natureza das diferenças intertemporais e os saldos das demonstrações contábeis onde se encontram contabilizados, como também dos saldos dos impostos e contribuição sobre a reavaliação de ativos.

Diferenças Intertemporais	Base de Cálculo 31.12.01	Realizável a longo prazo	Passivo Circulante	Passivo Exigível a longo prazo	Expectativa realização/ compensação
Lucro Inflacionário	(17.911)	-	982	3.497	3 anos
Provisão para Contingências	299.859	98.260	-	-	8 anos
Provisão para devedores duvidosos	-	92.014	-	-	4 anos
Impacto Cambial 1999	(16.325)	-	2.775	2.776	1 ano
Provisão p/ ajuste Estoque	4.362	1.483	-	-	2 anos
Variação cambial não realizada	101.581	34.537	-	-	6 anos
Deliberação CVM nº 371	227.298	77.281	-	-	3 anos

Reavaliação do Ativo Imobilizado

Imposto de Renda	-	-	42.128
Contribuição Social	-	-	15.166

Total controladora	303.575	3.757	63.567

Total consolidado	325.605	5.300	67.787
	=====	=====	=====

11. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Participações Societárias	363.693	378.824	140.958	3.994
Outros investimentos	911	911	911	1.118
	-----	-----	-----	-----
Total	364.604	379.735	141.869	5.112
	=====	=====	=====	=====

A CERJ possui investimento na controlada CERJ Overseas Inc, representado por propriedade de 100% das ações desta companhia. Em 31 de dezembro de 2001, o saldo do investimento na controlada é nulo face a investida apresentar patrimônio líquido negativo, provisionado no balanço patrimonial na conta de Outros Passivos.

A CERJ possui 36,43% das ações do capital da Investluz S.A, empresa que tem por objeto participação em outras sociedades, preferencialmente aquelas destinadas a exploração de recursos naturais e, muito especialmente, nas dedicadas a distribuição e geração de energia elétrica. A Investluz, por sua vez, possui 56,59% das ações do capital da COELCE – Companhia Energética do Ceará.

A seguir apresentamos as informações sobre as controladas em 31 de dezembro de 2001:

	CERJ Overseas	Investluz
Quantidade de ações do Capital Social	100	100.461.895.427
Capital Social	10	964.619
Participação no capital	100%	36,43%
Patrimônio Líquido	(142.383)	996.332
Resultado do exercício	(72.876)	15.998
Resultado de equivalência patrimonial da Controladora	(72.876)	6.561
Investimento da Controladora	-	363.693

12. IMOBILIZADO

Controladora:

	Taxas anuais Médias de Depreciação (%)	2001	2000
Imobilizado em serviço-			
Geração-			
Custo histórico	5,89	31.742	28.951
Reavaliação		56.613	56.612
Distribuição-			
Custo histórico	5,83	1.595.500	1.120.662
Reavaliação		171.636	179.956
Administração-			
Custo histórico	9,07	65.958	58.237
Reavaliação		20.128	20.130
Total		1.941.577	1.464.548
Depreciação acumulada-			
Geração-			
Custo histórico		(22.739)	(23.606)
Reavaliação		(22.326)	(1.832)
Distribuição-			
Custo histórico		(447.574)	(391.789)
Reavaliação		(39.907)	(33.543)
Administração-			
Custo histórico		(32.025)	(25.998)
Reavaliação		(1.170)	(168)
Total		(565.741)	(476.936)
Total do imobilizado em serviço		1.375.836	987.612
Imobilizado em curso-			
Geração		508	1.889
Distribuição		65.516	283.452
Administração		5.912	2.310
Total do Imobilizado em curso		71.936	287.651
Total do imobilizado		1.447.772	1.275.263

Consolidado:

	Taxas anuais Médias de Depreciação (%)	2001	2000
Imobilizado em serviço-			
Geração-			
Custo histórico	5,89	31.742	29.816
Reavaliação		56.613	56.612
Distribuição-			
Custo histórico	6,63	2.056.152	1.537.573
Reavaliação		171.636	179.956
Administração-			
Custo histórico	10,04	75.967	66.452
Reavaliação		20.129	20.130
Ágio oriundo da incorporação (*)		282.682	282.682
Total		2.694.921	2.173.221
Depreciação acumulada-			
Geração-			
Custo histórico		(22.739)	(23.682)
Reavaliação		(22.326)	(1.832)
Distribuição-			
Custo histórico		(635.944)	(564.633)
Reavaliação		(39.907)	(33.543)
Administração-			
Custo histórico		(36.402)	(28.204)
Reavaliação		(1.170)	(168)
Amortização do ágio oriundo da incorporação (*)		(32.034)	(18.459)
Total		(790.522)	(670.521)
Total do imobilizado em serviço		1.904.399	1.502.700
Imobilizado em curso-			
Geração		508	1.889
Distribuição		154.469	332.310
Administração		6.857	3.340
Total do imobilizado em curso		161.834	337.539
Total do imobilizado		2.066.233	1.840.239

(*) Refere-se ao ágio pago pelo grupo controlador da COELCE na aquisição de suas ações. A COELCE está amortizando o referido ágio pelo prazo de concessão de 30 anos, em proporções mensais a sua rentabilidade projetada. A COELCE autorizada pelo ofício da ANEEL no.172/2001-SFF, de 7 de março de 2001, efetuou a reclassificação do referido ágio do ativo diferido para o imobilizado.

Conforme divulgado na Nota 8 das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2000, a Companhia consubstanciada na lei 6.404 de dezembro de 1976 e Deliberação CVM Nº 183 de 19 de junho de 1995, contratou os serviços de peritos independentes que promoveram um inventário físico e reavaliação dos bens da Companhia, contabilizados no ativo imobilizado.

Em atendimento a Deliberação CVM Nº 183/95, foi constituída provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos, às alíquotas de 25% e 9% respectivamente.

Em conformidade com as Resoluções nº 2, de 24 de dezembro de 1997, e nº 44, de 17 de março de 1999, da Aneel, a CERJ vem aplicando os percentuais anuais discriminados abaixo Para cálculo da depreciação, desde 1º de janeiro de 1999:

Geração	2,0% a 10,0%
Distribuição	2,0% a 20,0%
Comercialização	3,0% a 20,0%
Administração	3,3% a 20,0%

13. DIFERIDO

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Variação cambial diferida	65.298	65.298	84.584	74.587
Amortização acumulada	(48.973)	(32.649)	(57.859)	(35.595)
Outros	233	-	4.038	1.115
	-----	-----	-----	-----
	16.558	32.649	30.763	40.107
	=====	=====	=====	=====

Amparado na Medida Provisória 1818 da SRF de 25 de março de 1999, Deliberação CVM nº 294 de 26 de março de 1999 e Ofício Circular nº 205/199 - SFF/ANEEL, optou a Controladora por contabilizar no Ativo Diferido o montante de R\$65.298 como resultado líquido negativo decorrente do ajuste dos valores em reais de obrigações e créditos efetuados em virtude da variação nas taxas de câmbio ocorrida no trimestre findo em 31.03.99.

Ao mesmo tempo foi lançado a débito das operações no exercício de 2001 o total de R\$16.325, conforme estabelece os dispositivos legais citados, que somado ao mesmo valor apropriado no exercício de 2000, resulta no saldo líquido de R\$16.325 a amortizar.

Da mesma forma em 31 dezembro de 2001 a coligada Investluz S.A. também registrou no diferido o montante de R\$25.499 tendo amortizado no exercício o valor de R\$8.089, que aparecem no Consolidado Proporcional, pelo equivalente a participação da Controladora.

Em 2001, a Controlada emitiu notas promissórias com valor de face total de R\$150.000, sendo apurados deságios na emissão, no montante de R\$12.581, os quais foram registrados no ativo diferido e estão sendo amortizados pelo prazo de vigência das respectivas notas promissórias.

14. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Circulante				
Suprimento Energia Elétrica – Furnas Centrais Elétricas.	171.375	92.593	171.375	92.593
Suprimento Energia Elétrica – Companhia do São Francisco – Chesf.	-	-	21.971	11.124
Suprimento Energia Elétrica - outros	11.968	5.456	14.031	7.197
Materias	8.570	1.381	10.790	5.241
Serviços	37.993	22.982	45.828	28.311
Total	229.906	122.412	263.995	144.466
	=====	=====	=====	=====
Exigível a longo prazo				
Suprimento Energia elétrica - Chesf	-	-	22.177	-
Suprimento Energia Elétrica – Furnas Centrais Elétricas	52.899	-	52.899	-
Total	52.899	-	75.076	-
	=====	=====	=====	=====

15. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Controladora:

Moeda estrangeira:	Taxa de Juros % a.a.	Encargos circulante		Principal			
		2001	2000	Circulante		Longo Prazo	
				2001	2000	2001	2000
Banco Itaú	CDI + 1,9% aa	229	-	41.535	-	-	-
Banco Safra	107% do CDI	22	-	15.878	-	-	-
BBVA	105,4% do CDI	183	-	37.910	-	-	-
Banco Unibanco	CDI + 2,50% aa	2	-	5.728	-	-	-
Banco de Boston	105% do CDI	242	-	25.817	-	-	-
Caixa Geral De Depósito	EURO + Libor+ 0,85%	-	-	10.733	-	-	-
Banco Votorantim	112,4% do CDI	41	-	14.330	-	-	-
Total		719	-	151.931	-	-	-
Moeda nacional:							
Banco Real	104% do CDI	20	202	11.285	16.927	-	-
BNDDES	TJLP + 4% aa	-	508	17.719	17.136	32.484	48.55
Banco Safra	107% do CDI	-	294	-	14.331	-	-
Banrisul	105% do CDI	136	114	9.992	10.000	-	-
Bradesco	108,5% do CDI	324	304	22.532	24.992	-	-
BBVA	105,4% do CDI	-	1.092	28.597	48.490	-	-
Banco Bandeirantes	105% do CDI	-	36	-	8.511	-	-
Banco de Boston	105% do CDI	-	400	16.096	38.096	-	-
Eletrobrás	6% aa	8	22	1.284	3.704	4.734	5.48
Banco Alfa	106,4% aa	297	-	20.000	-	-	-
Total		785	2.971	127.505	182.187	37.218	54.04
		1.504	2.971	279.436	182.187	37.218	54.04

Os empréstimos estão garantidos por notas promissórias da Companhia, que poderão ser resgatadas através dos respectivos recebíveis.

Consolidado:

		Principal					
	Taxa de Juros	Encargos circulante		Circulante		Longo Prazo	
	% a.a.	2001	2000	2001	2000	2001	2000
Moeda estrangeira:							
Enersis Agency	8%	24.906	532	663.637	-	116.000	45.58
Banco Itaú	CDI + 1,9% aa	229	-	41.535	-	-	-
Banco Safra	107% do CDI	22	-	15.878	-	-	-
BBVA	105,8% do CDI	571	-	52.174	-	-	-
Banco Unibanco	CDI + 2,60% aa	802	-	9.320	-	-	-
Banco Real	104% do CDI	20	-	-	-	-	-
Banco de Boston	106% do CDI	1.055	-	29.725	-	-	-
Caixa Geral de Depósito	EURO + Libor+ 0,85%	-	-	10.733	-	-	-
Banco Votorantim	112,4% do CDI	41	-	14.330	-	-	-
Banco Bandeirantes	105% do CDI	-	-	-	-	-	-
Banco do Brasil	8,5%	60	-	125	-	5.469	-
Citibank	105% do CDI	600	-	7.185	-	-	-
Bank of America	102% do CDI	1.097	-	21.513	-	-	-
Bradesco	108,8% do CDI	2.218	-	12.734	-	-	-
Total		31.621	532	878.889	-	121.469	45.58
Moeda nacional:							
Banco Real	104% do CDI	-	202	11.285	16.927	-	-
BNDES	TJLP + 4,2% aa	18	515	18.518	17.909	35.678	52.41
BEC	7,05% aa	-	1	-	14	-	14
Unibanco	CDI + 2,60% aa	1	1	90	87	226	30
BNB	1% aa	-	3	-	223	-	47
União	2% aa	-	-	-	28	-	-
Banco Itaú	CDI + 1,9% aa	-	-	-	-	-	-
Banco Safra	107% do CDI	-	294	-	14.331	-	-
Banrisul	105% do CDI	136	114	9.992	10.000	-	-
Bradesco	108,5% do CDI	324	304	22.532	24.992	-	-
Banco do Brasil	104% do CDI	-	1	1.148	1.070	12.554	11.98
Banco de Boston	108% do CDI	-	400	16.096	43.816	-	-
BBVA	105,4% do CDI	-	1.093	28.597	48.490	-	-
Banco Alfa	106,4% aa	593	-	20.000	-	-	-
BEC	7,03% aa	2	-	8	-	208	-
Banco Bandeirantes	105% do CDI	-	35	-	8.510	-	-
Banco do Nordeste – BNB	1% aa	2	-	230	-	277	-
Eletrobrás	7% aa	63	72	3.459	6.558	14.096	11.87
Notas Promissórias	103% do CDI	-	-	54.644	20.035	-	-
Outras		-	223	28	105	-	23.26
		1.139	3.258	186.625	213.095	63.039	100.46
		32.760	3.790	1.065.514	213.095	184.508	146.054

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo tem sua curva de amortização distribuída conforme se segue:

	2001		2000	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
2002	-	-	18.040	23.498
2003	7.443	35.926	18.074	22.782
2004	7.443	55.690	15.195	19.425
2005	7.443	36.477	924	5.699
2006	7.443	31.499	904	5.623
2007	7.446	5.324	904	69.027
Após 2008	-	19.592	-	-
	<u>37.218</u>	<u>184.508</u>	<u>54.041</u>	<u>146.054</u>
	=====	=====	=====	=====

Variação de moedas/indexadores no exercício de 2001:

Moeda/ Indexador	2001	2000
	Variação %	Variação %
US\$	18,67	9,30
IGP-M	10,37	9,95
FINEL	2,07	1,93
TR	2,29	2,10
TJLP	3,35	10,75
INPC	9,24	5,47
CDI	17,22	17,32

A Companhia e sua Controlada em conjunto mantêm contratos de "swap" para todos os empréstimos em moeda estrangeira, exceto o contrato com o Banco do Brasil, para taxas pós-fixadas que variam de 102,5% a 112,4% do CDI.

Encargos Financeiros

De acordo com a Instrução Geral nº 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11/07/96, foram transferidos para o Ativo Imobilizado em Curso os seguintes valores no exercício de 2001:

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Encargos Financeiros Contabilizados no Resultado	58.753	195.589	136.250	206.250
(-) Transferência para o Imobilizado em Curso	(6.170)	(15.949)	(6.284)	(16.236)
Líquido	<u>52.583</u>	<u>179.640</u>	<u>129.966</u>	<u>190.014</u>
	=====	=====	=====	=====

16. DEBÊNTURES

Os debenturistas EDP do Brasil LTDA e S.A.B. Seminário Y Cia. exerceram seus direitos conforme faculta o item 6.11 da oferta pública emitida pela companhia em 1999, tendo registrado seus pedidos para a conversão de suas debêntures em ações, respectivamente em 06 de julho e 11 de agosto de 2000. Tais conversões levaram a Companhia a proceder, no ano de 2000, a um aumento de capital de R\$96.855 e a registro de um ágio de R\$625, equivalentes ao cancelamento das debêntures mencionadas.

Em 31 de dezembro de 2001 e 2000 encontra-se registrado no passivo, o montante de R\$267.898, sendo R\$5.378 no circulante referente aos juros e R\$262.520 (R\$262.520 em 2000) no longo prazo referente ao principal, que correspondem as parcelas das debenturistas Endesa Internacional e Luz de Rio Ltda. O próximo vencimento das debêntures ocorrerá em 1º de novembro de 2003.

17. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos com partes relacionadas em 31 de dezembro de 2001 e 2000 são mostrados a seguir:

Controladora :

	2001				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Resultado
CERJ OVERSEAS Empréstimos e Financiamentos	-	569.810	186.219	989.872	(79.021)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Serviços Prestados	628	-	-	-	-
ENERSIS S.A. Serviços Prestados	87	-	69	-	-
CHILECTRA S.A. Serviços Prestados	-	-	170	-	-
EDELNOR – Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. Serviços Prestados	-	-	24	-	-
EDESUR – Empresa Distribuidora SUR S.A. Serviços Prestados	-	-	1	-	-
COELCE – Companhia Energética do Ceará Serviços Prestados	422	-	-	-	-
CIEN – Companhia de Interconexão Energética Serviços Prestados	53	-	-	-	-
Total	1.190	569.810	186.483	989.872	(79.021)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Debêntures (Nota 16)	-	-	1.180	57.550	(7.697)
Luz de Rio Debêntures (Nota 16)	-	-	4.198	204.970	(27.416)
Total	-	-	5.378	262.520	(35.113)

	2000				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Resultado
CERJ OVERSEAS					
Empréstimos e Financiamentos	-	575.732	174.206	831.045	(71.424)
ENDESA INTERNACIONAL S.A.					
Serviços Prestados	17	-	-	-	-
ENERSIS S.A.					
Serviços Prestados	45	-	59	-	-
CHILECTRA S.A.					
Serviços Prestados	-	-	144	-	-
EDELNOR – Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.					
Serviços Prestados	-	-	21	-	-
EDESUR – Empresa Distribuidora SUR S.A.					
Serviços Prestados	-	-	1	-	-
	62	575.732	174.431	831.045	(71.424)
	=====	=====	=====	=====	=====
ENDESA INTERNACIONAL S.A.					
Debêntures (Nota 16)	-	-	1.180	57.550	(8.972)
Luz de Rio					
Debêntures (Nota 16)	-	-	4.198	204.970	(31.955)
EDP – Eletricidade de Portugal					
Debêntures (Nota 16)	-	-	-	-	(3.967)
	-	-	5.378	262.520	(44.894)
	=====	=====	=====	=====	=====

Os saídos das transações com partes relacionadas foram contratados em condições usuais de mercado, conforme abaixo discriminado:

Cerj Overseas Inc.

a. Transações Ativas

Empréstimos concedidos a CERJ Overseas, suportados em contratos de mútuo no montante de US\$235,821 mil a taxa de juros 6% a.a. mais libor , com vencimento em 04 de fevereiro de 2007.

b. Transações Passivas

Referentes a repasse de financiamentos externos obtidos pela controlada e já liquidados, que estão suportados em contrato de mútuo a saber:

I) US\$75,000 mil com juros de 3,25% a.a. mais Libor, acima da variação do U.S dólar, pagáveis semestralmente, com vencimento final em 13 de fevereiro de 2003.

II) US\$350,000 mil com juros de 11,2% a.a., pagos semestralmente, e com vencimento final em 6 de outubro de 2008.

No Consolidado encontra-se registrado na conta de empréstimos e financiamento (Nota 15), o saldo de US\$312,000 mil (R\$804.543) relativo ao empréstimo da controlada CERJ Overseas com a controladora Enersis Agency incidindo a taxa libor mais 8% a.a. de juros com pagamentos semestrais.

Luz de Rio e Endesa

Referente a aquisição em março de 1999 de debêntures emitidas pela Controladora em novembro de 1998.

Enersis, Chilectra, Coelco, Endesa S.A, Edelnor, Edesur e CIEN.

Representado pela prestação de serviços especializados, tais como: gerenciamento de software, administração e finanças, relacionados diretamente às operações da Companhia.

18. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Provisão de férias	7.810	7.477	9.972	64.541
Imposto de renda e contribuição social a pagar	110.940	62.683	116.259	12.886
Outras	-	-	-	2.682
	-----	-----	-----	-----
	118.750	70.160	126.231	80.109
	=====	=====	=====	=====

19. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A Controladora e suas controladas possuem diversos processos de natureza trabalhista, civil e fiscal. A Administração, consubstanciada na opinião de seus consultores jurídicos e nos encaminhamentos e providências legais cabíveis que já foram tomados em cada situação, entende que as provisões são suficientes para preservar o patrimônio da Companhia, não existindo indicação de necessidade de reconhecer quaisquer provisões adicionais para as contingências contabilizadas.

Consoante determinações constantes no Manual de Contabilidade das Empresas de Energia Elétrica, despachado através do Ofício/Aneel 668 de 26 de dezembro de 2001, a Companhia possui Contingências Cíveis (3.500 processos no montante de R\$86.204) e Trabalhistas (500 processos no montante de R\$13.169), que de acordo com as avaliações da nossa área jurídica e escritórios contratados, se situam num nível de probabilidade de perda Possível, motivo pelo qual não foram provisionadas.

Controladora

	2001		Depósitos Judiciais	2000		Depósitos Judiciais
	Valor da Provisão			Valor da Provisão		
	No Exercício	Acumulada	No Exercício	Acumulada		
Contingência						
Trabalhistas						
Plano Bresser	(28.351)	39	-	21.625	28.391	
Plano Collor	10.526	12.697	-	(560)	2.170	
Plano Verão	6.289	6.289	-	-	-	
Periculosidade	73.603	79.724	-	(15.380)	6.120	
Reintegrações	(8.139)	5.258	-	1.930	13.397	
Adicional Tempo Serviço	-	-	-	(6.095)	458	
Equiparações Salarais	-	-	-	(1.540)	6.960	
Enquadramentos	-	-	-	(1.540)	6.960	
Horas Extras	-	-	-	(5.283)	1.600	
Repouso Sem Remuneração	-	-	-	(253)	997	
Vínculo Empregatício	-	2.594	-	(656)	2.594	
Abono	-	-	-	(381)	1.369	
Vantagem Pessoal	-	-	-	(513)	1.987	
Diferença FGTS	-	-	-	(123)	477	
Tiquete Refeição	-	-	-	387	1.698	
Diferenças Verbas Rescisórias	-	-	-	(768)	2.782	
Outros	(41.931)	2.176	24.733	(3.059)	18.819	
Sub total	11.997	108.777	24.733	(12.209)	96.779	
Cíveis						
Fornecedores	(4.829)	712	-	87	5.541	
Consumidores	(19.889)	45.259	-	21.464	65.149	
Empreiteiros	2.505	2.505	-	-	-	
Outros	10.897	11.397	-	8	612	
Sub total	(11.316)	59.873	-	21.559	71.302	
Fiscais						
PIS/PASEP	9.072	39.679	33.420	8.901	30.495	
ICMS	18.624	18.624	-	-	-	
Outros	34.327	34.327	-	-	639	
Sub total	62.023	92.630	33.420	8.901	24.400	
Total	62.704	261.280	58.153	18.251	43.957	

Consolidado

	2001			2000		
	Valor da Provisão			Valor da Provisão		
	No Exercício	Acumulada	Depósitos Judiciais	No Exercício	Acumulada	Depósitos Judiciais
Contingência						
Trabalhistas						
Plano Bresser	(28.352)	39	-	24.063	30.829	-
Plano Collor	14.874	14.224	1.623	(6.025)	2.170	-
Plano Verão	11.547	6.289	-	-	-	-
Periculosidade	78.861	80.342	164	(15.362)	6.739	-
Reintegrações	(8.139)	6.169	-	1.952	14.308	-
Adicional Tempo Serviço	-	-	-	(6.095)	458	-
Equiparações Salariais	-	-	-	(1.540)	6.960	-
Enquadramentos	-	-	-	(1.540)	6.960	-
Horas Extras	-	-	-	(6.383)	1.600	-
Repouso Sem Remuneração	-	-	-	(253)	997	-
Vínculo Empregatício	-	3.084	-	(643)	3.084	-
Abono	-	-	-	(381)	1.369	-
Vantagem Pessoal	-	-	-	(513)	1.987	-
Diferença FGTS	-	-	-	(123)	477	-
Tiquete Refeição	-	-	-	387	1.698	-
Diferenças Verbas Rescisórias	-	-	-	(768)	2.782	-
Outros	(41.425)	4.334	24.977	(1.181)	20.471	21.141
Sub total	27.366	114.481	26.764	(14.405)	102.889	21.141
Cíveis						
Fornecedores	(4.830)	711	-	87	5.541	-
Consumidores	(19.842)	60.545	652	21.598	67.050	489
Outros	16.157	11.398	-	7	500	-
Sub total	(8.515)	72.654	652	21.692	73.091	489
Fiscais						
PIS/PASEP	9.072	39.679	33.954	(22.344)	-	24.130
Outros	35.858	46.468	78	28.130	30.607	1.537
Impostos compensados com medida judicial	5.036	5.038	-	2.914	2.914	-
Sub total	49.966	91.183	34.032	8.700	33.521	25.667
Total	68.817	278.318	61.448	15.687	209.501	47.297

20. OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	2001	2000	2001	2000
Consumidores	6.954	638	22.306	638
Taxa de iluminação pública	1.348	4.248	4.927	4.248
Eletrobrás – Juros do empréstimo compulsório	8.307	4.990	8.307	4.990
Cerj Overseas - passivo a descoberto	142.383	69.497	-	-
Encargos do consumidor	8.602	7.619	13.876	7.619
Projetos de extensão de redes	13.988	-	-	-
Diversos	4.183	2.720	5.985	12.909
	185.765	89.712	55.401	30.404
	=====	=====	=====	=====

21. FUNDO DE PENSÃO E OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIO PÓS EMPREGO

	Controladora			Consolidado		
	2001			2001		
	Passivo Circulante	Exigível a Longo prazo	Total	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Total
Contribuições parceladas	107	-	107	2.285	18.238	20.523
Saldo negociado contribuições em atraso PCA	-	129.951	129.951	3.388	129.951	133.339
Provisão conforme Delib. CVM 371	47.107	180.191	227.298	50.609	182.623	233.232
	=====	=====	=====	=====	=====	=====
Total	47.214	310.142	357.356	56.282	330.812	387.094
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

a) Fundo de Pensão

A Companhia é patrocinadora da Fundação CERJ de Seguridade Social – Brasileiros, pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários aos empregados da Companhia. A Brasileiros adota o tipo de plano misto: "Plano de Benefício Definido" e "Contribuição Definida" para o cálculo e acumulação dos recursos necessários ao seu plano previdenciário. Cumpre citar que a Brasileiros oferece, ainda, o benefício de assistência médica aos seus participantes.

O Plano de suplementação de aposentadoria e pensão é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, objetivando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para formar as reserva necessárias para honrar os compromissos atuais e futuros.

A Companhia contribui mensalmente sobre sua folha de pagamento dos participantes ativos, e a despesa referente a esta contribuição representou R\$6.614 em 2001 (R\$2.335 em 2000).

Os métodos atuariais adotados para avaliação dos benefícios no Plano de Complementação de Aposentadoria (PCA) é o agregado enquanto que para o Plano de Contribuição Definida (PACD), o método é de capitalização individual.

Com base na lei 6.435 de 15 de julho de 1977, a patrocinadora e os participantes efetuam contribuições, com base nos seguintes critérios e percentuais, definidos no regulamento dos planos:

I) Plano de Complementação de Aposentadorias - (PCA)

Patrocinadora

6,37% da folha de salários, dos quais 2,98% são destinados à cobertura dos benefícios e 3,39% utilizados para cobertura das despesas administrativas.

A contribuição dos participantes ativos variam de 1,75% a 10% dependendo da faixa salarial.

Participantes Assistidos

A contribuição é definida anualmente com base no resultado do plano de custeio, sendo que corresponde atualmente aos mesmos percentuais cumulativos vigentes para os participantes ativos.

II) Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida - (PACD)

Patrocinadora

Em percentuais da folha de salários dos participantes ativos, que com base na posição de 31/12/2001, correspondem em média a 4,55%.

Participantes Ativos

Em percentuais definidos no regulamento do plano limitado ao salário teto de contribuição do INSS, sendo que com base na população ativa de 31 de dezembro de 2001, o percentual médio apurado foi de 4,90%.

b) Obrigações com Benefício pós emprego

A Companhia optou por registrar os passivos atuariais conforme previsto na Deliberação CVM 371, de 13 de dezembro de 2000, diretamente no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001, líquido dos efeitos tributários correspondentes. Os ativos dos planos estão posicionados em 31 de dezembro de 2001, tendo sido considerada a base cadastral de 30 de novembro de 2001, conforme quadro abaixo:

	<u>2001</u>
Participantes Ativos	1.448
Participantes Aposentados	1.878
Participantes Falecidos	522

	3.848
	=====

O déficit atuarial apurado em trinta e um de dezembro de dois mil e um reflete o cálculo efetuado por atuário independente em conformidade com a resolução CVM nº371.

A composição da obrigação atuarial, em 31 de dezembro de 2001, é como se segue:

Valor justo dos ativos do plano	90.149

Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	387.886
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer	59.512

Obrigação atuarial total	447.398

Passivo atuarial já provisionado	129.951

Passivo líquido reconhecido no balanço	227.298
	=====

A segregação entre circulante e longo prazo relativa ao saldo de benefícios pós-emprego foi efetuada com base na estimativa atuarial para o custo esperado para 2002, conforme demonstrado a seguir:

Custo do serviço corrente	4.069
Custo dos juros	55.385
Retorno dos investimentos	10.734
Contribuição esperada dos empregados	1.613

Obrigação por benefícios pós-emprego - circulante	47.107
	=====

Consoante faculdade prevista na Deliberação CVM 371, a Companhia e sua controlada optaram pelo tratamento contábil de refletir contra seu Patrimônio Líquido, o resultado líquido de impostos da provisão constituída para os referidos gastos previdenciários conforme a seguir demonstrados:

	Controladora
Passivo Exigível a Longo Prazo – Provisão (Nota 10)	227.298
Ativo Realizável Longo Prazo – Imposto diferido (Nota 10)	(77.281)
Efeito Deliberação 371 Investluz	2.216

Patrimônio Líquido – Resultado acumulado	152.233
	=====

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo são:

- Projeção de crescimento real de salário⁽¹⁾ 1%
- Projeção de crescimento real do maior salário do benefício do INSS⁽¹⁾ 0%
- Projeção de crescimento real dos benefícios do Plano⁽¹⁾ 0%
- Fator de determinação do valor real ao longo do tempo 0,97
- Hipótese sobre gerações futuras de novas entradas Não Aplicável
- Hipótese sobre rotatividade⁽²⁾ 3%
- Tábua de mortalidade geral⁽³⁾ UP-84
- Tábua de mortalidade de inválidos IAPB-57
- Tábua de entrada em invalidez Mercer Disability

Observações:

(1) O indexador utilizado é o IGP-DI da Fundação Getúlio Vargas;

(2) A rotatividade é aplicada na avaliação dos benefícios de PCA, sendo considerado que o participante, ao se desligar, optaria pelo recebimento de sua Reserva de Poupança;

(3) A tábua UP-84, adaptada para refletir a mortalidade masculina (+1) e feminina (-4), foi gravada em um ano;

(4) A idade de aposentadoria considerada na avaliação da totalidade dos benefícios do Plano de Complementação de Aposentadoria (PCA) foi o "Crédito Unitário Projetado".

c) Contribuições em atraso

Foi assinado em 18 de novembro de 1996 com a Fundação CERJ de Seguridade Social – BRASILETROS, o contrato de Consolidação de Dívida, relativo às contribuições mensais da mantenedora não repassadas no período de agosto de 1987 a setembro de 1996, que acrescidas dos respectivos encargos totaliza R\$129.951(R\$135.775 em 2000)

22. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	2001	2000	2001	2000
Contribuições de consumidores	141.199	125.323	195.479	175.346
Participação da União	436	434	38.640	5.811
Doações e subvenções	16.571	12.466	5.811	34.463
Outras	-	-	1.172	1.171
	-----	-----	-----	-----
Total	158.206	138.223	241.102	216.791
	=====	=====	=====	=====

As Contribuições de Consumidores referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, em áreas não incluídas nos projetos de expansão da Companhia.

A Participação da União refere-se a verbas federais recebidas para execução de empreendimentos vinculados ao serviço público de energia elétrica.

As Doações e Subvenções referem-se a Obras construídas por terceiros e doadas para Companhia, com vistas à expansão do serviço público de energia elétrica.

Em virtude de sua natureza, tais recursos não representam obrigações financeiras efetivas e, dessa forma, não devem ser incluídas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômicos-financeiros.

23. CAPITAL SOCIAL

O capital social autorizado da Controladora conforme AGE de 11 de agosto de 2000 é de 1.704.025.408.820 ações ordinárias, sem valor nominal, todas integralizadas, que se encontram assim distribuídas:

	<u>Número de Ações Ordinárias</u>
	<u>31/12/2001 e 31/12/2000</u>
Ações ao portador aguardando substituição por nominativas	3.025.004.400
Ações nominativas	1.701.000.404.420

Total	1.704.025.408.820
	=====

De acordo com o estabelecido pelo estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

24. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é como se segue:

Controladora

	Nº de consumidores (Não auditado)		MWh (Não auditado)		R\$ mil	
	2001	2000	2001	2000	2001	2000
Fornecimento faturado-						
Residencial	1.511.991	1.418.843	2.817.916	3.267.181	757.148	709.194
Industrial	5.998	5.693	1.641.230	1.639.680	220.757	183.509
Comércio, serviços e outras	138.029	125.068	1.305.987	1.435.222	302.925	263.807
Rural	26.840	23.333	188.172	203.554	22.922	20.087
Poder público	7.422	7.182	232.523	255.338	46.870	41.813
Iluminação pública	203	218	257.699	291.611	35.044	32.176
Serviços públicos	745	664	237.506	233.277	32.080	22.133
	<u>1.691.228</u>	<u>1.580.999</u>	<u>6.682.033</u>	<u>7.325.863</u>	<u>1.417.744</u>	<u>1.272.719</u>
Suprimento	2	2	315.178	330.656	74.060	44.805
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	1.404	8.907
Ativo regulatório	-	-	-	-	203.639	23.546
Outras receitas	-	-	-	-	18.726	-
ICMS	-	-	-	-	(301.270)	(284.703)
Cota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(10.565)	(10.361)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	-	-	-	-	(11.671)	(8.985)
Total	<u>1.691.230</u>	<u>1.581.001</u>	<u>6.997.211</u>	<u>7.656.519</u>	<u>1.392.067</u>	<u>1.043.928</u>

Consolidado:

	Nº de consumidores (Não auditado)		MWh (Não auditado)		R\$ mil	
	2001	2000	2001	2000	2001	2000
Fornecimento faturado-						
Residencial	2.083.136	2.962.823	3.458.855	5.281.764	899.203	860.312
Industrial	8.819	13.530	2.239.174	3.350.856	290.886	247.870
Comércio, serviços e outras	189.311	257.543	1.661.649	2.491.849	372.368	329.626
Rural	90.989	112.524	313.808	506.333	35.787	29.954
Poder público	15.802	28.010	317.968	553.913	62.945	58.236
Iluminação pública	286	401	349.528	582.235	46.854	44.258
Serviços públicos	1.073	1.445	311.067	15.747	40.400	31.199
	<u>2.389.416</u>	<u>3.376.276</u>	<u>8.652.069</u>	<u>12.782.497</u>	<u>1.748.443</u>	<u>1.601.455</u>
Suprimento	3	5	319.129	352.011	84.354	57.506
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	1.567	9.453
Ativo regulatório	-	-	-	-	280.755	-
Outras receitas	-	-	-	-	22.158	25.651
ICMS	-	-	-	-	(376.115)	(405.687)
Cota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(14.159)	(13.934)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	-	-	-	-	(27.240)	(19.246)
Total	<u>2.389.419</u>	<u>3.376.281</u>	<u>8.971.198</u>	<u>13.542.276</u>	<u>1.719.763</u>	<u>1.255.198</u>

25. SEGUROS (NÃO AUDITADO)

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por um montante global de R\$1.498.174 (R\$669.221 em 2000), tendo um prêmio total de R\$1.182 (R\$295 em 2000). A especificação por modalidade de risco e data de vigência está demonstrada a seguir:

Risco	Vigência	Controladora Valor segurado	
		2001	2000
Danos materiais	31.12.2001 a 31.12.2002	454.174	624.377
Lucros cessantes	31.12.2001 a 31.12.2002	1.044.000	44.844
		<u>1.498.174</u>	<u>669.221</u>
		=====	=====

26. REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

A rubrica de pessoal e administradores na demonstração de resultado inclui o montante de R\$4.109 em 2001 (R\$1.983 em 2000) referentes à remuneração dos administradores.

27. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pela alíquota fiscal, com os valores constantes da demonstração do resultado é demonstrado como segue:

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(104.261)	(78.228)	(87.276)	(68.878)
Efeitos fiscais à alíquota nominal (34%)	35.449	26.598	29.674	23.418
Efeito da retificação de anos anteriores	8.215	-	8.215	2.146
Imposto de renda sobre JOA	(1.988)	(3.249)	(1.988)	(4.055)
Ajuste da base negativa da CSLL oriunda da incorporação	-	-	-	106
Equivalência patrimonial	(22.073)	(14.377)	(22.073)	(14.377)
Compensação Prejuízo Fiscal	18.156	10.905	18.156	10.905
Compensação base negativa	6.176	3.477	6.176	3.477
Reversão de IR/CS sobre reserva de reavaliação em razão de prejuízos	12.171	-	12.171	-
Implementação do IR diferido sobre adições Temporárias	-	61.345	-	61.345
Depreciação Lei 8.200	(943)	(943)	(943)	(943)
Participação dos empregados	-	-	(354)	(292)
Incentivo cultural de Fundo da Criança	-	-	(192)	-
PAT	750	610	794	140
Outros	158	(1.339)	(2.611)	(2.406)
Imposto de Renda e Contribuição social (Efetivos)	56.071	83.027	47.025	79.464
	=====	=====	=====	=====

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

O negócio da Companhia compreende a distribuição de energia para os consumidores de sua área de concessão - o Estado do Rio de Janeiro, portanto, os instrumentos financeiros significativos estão relacionados às seguintes transações:

- Os saldos de contas a receber e a pagar a longo prazo estão relacionados à recomposição tarifária extraordinária e, portanto, não estão sujeitos a ajuste a valor de mercado (Nota 5).
- Aplicações em fundos de curto prazo e/ou aplicações de renda fixa, por já estarem registrados acrescidos dos rendimentos "pró rata", se aproximam do valor de mercado.

- Os empréstimos da Companhia estão concentrados no curto prazo, para atendimento de seu capital de giro, e aproximam-se do valor de mercado na data do balanço. Para os empréstimos de longo prazo, por se tratarem, em sua maioria, de fontes de financiamento específicas, o valor de mercado não foi calculado de forma a obter o valor de negociação a taxas vigentes no mercado para contratos em condições e prazos similares. A Companhia adota a prática de celebrar contratos de "swap" junto a instituições financeiras, a fim de reduzir os riscos de taxa de câmbio e de taxa de juros, conforme comentado a seguir.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim enumerados:

a. Risco de Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade da Companhia vir 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. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia celebra contratos de "forward" e "swap" junto a instituições financeiras (Nota 15). Os ganhos ou perdas dessas operações estão registrados na demonstração do resultado.

A Companhia realizou e registrou contabilmente operações de forward de dólar e swap, com objetivos de reduzir sua exposição ao risco de câmbio com diversas instituições, num montante de US\$270 milhões (US\$140 milhões em 2000), sendo o custo contratado à taxa média ponderada de 6,99% a.a.(8,90% em 2000), tendo prazo máximo de vencimento em junho de 2002.

Em 31 de dezembro de 2001, a Companhia possui contabilizado no passivo circulante – Operações com Derivativos o montante líquido de R\$87.642, resultante dos efeitos das variações entre taxas de câmbio efetiva e contratada, conforme demonstrado abaixo:

Tipo de Derivativo	Milhões de US\$ Valor do contrato	Prazo de Vencimento	Descrição	Saldo a receber (pagar)
Forward	15,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(4.576)
Forward	20,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(5.201)
Forward	20,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(5.208)
Forward	25,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(5.896)
Forward	15,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(2.238)
Forward	25,00	2 Trim 2002	DÓLAR	(8.233)
Forward	25,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(6.827)
Forward	25,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(9.026)
Forward	15,00	1 Trim 2002	DÓLAR	3.093
Forward	10,00	1 Trim 2002	DÓLAR	(3.173)
Swap	7,63	4 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(2.672)
Swap	17,90	2 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(8.563)
Swap	7,29	4 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(3.506)
Swap	2,39	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(590)
Swap	2,39	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	51
Swap	2,47	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(346)
Swap	2,47	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(330)
Swap	6,18	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(828)
Swap	1,92	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(509)
Swap	1,84	3 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(490)
Swap	1,79	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(475)
Swap	1,71	3 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(454)
Swap	1,70	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(451)
Swap	41,93	3 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(11.143)
Swap	20,00	2 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(9.393)
Swap	6,84	1 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(526)
Swap	64,12	2 Trim 2002	DÓLAR X CDI	(132)
Total				<u>(87.642)</u>

b. Risco de Crédito

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia, caso o cliente deixe de realizar seus pagamentos, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir possíveis riscos de realização das contas a receber (Nota 5).

***Companhia de Eletricidade
do Rio de Janeiro - CERJ e
Controladas***

*Demonstrações Financeiras
Referentes aos Exercícios Findos em
31 de Dezembro de 2002 e de 2001 e
Parecer dos Auditores Independentes*

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Presidente Vargas 221 - 8º e 9º andares
20030-021 - Rio de Janeiro - RJ
Brasil

Telefone: (21) 3841-0000
Fax: (21) 3584-0007
www.deloitte.com.br

**Deloitte
Touche
Tohmatsu**

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

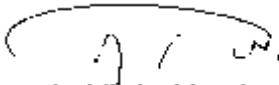
Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ
Niterói - RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial individual (controladora) e consolidado da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2002 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das transações e o sistema contábil e de controles internos das Companhias; (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 das Companhias, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Conforme descrito na Nota 17, a Companhia e sua controlada em conjunto, Investluz S.A., optaram pelo diferimento das variações cambiais passivas líquidas em virtude da variação nas taxas de câmbio no trimestre findo em 31 de março de 1999. Adicionalmente, a controlada em conjunto Investluz S.A. optou pelo diferimento das variações cambiais passivas líquidas ocorridas durante o exercício de 2001. As práticas contábeis adotadas no Brasil requerem que os efeitos de flutuações nas taxas de câmbio sejam reconhecidos no resultado dos períodos em que ocorrerem. Como consequência, o patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2002 estava superavaliado em R\$5.367 mil e o prejuízo do exercício findo naquela data estava apresentado a maior em R\$15.445 mil, já considerados os efeitos fiscais correspondentes.
4. Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto mencionado no parágrafo (3), as demonstrações financeiras referidas no parágrafo (1) representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2002, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

5. Conforme detalhado na nota explicativa nº 6 às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2002, a Companhia tem registrados, no ativo, valores a receber no montante de R\$31.006 mil (R\$72.310 mil consolidado), relativos às transações de venda de energia realizada no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, com base em cálculos preparados e divulgados pelo MAE e/ou em estimativa preparada pela Administração quando da falta de disponibilização dessas informações pelo MAE. Esses valores podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão de processos judiciais em andamento movidos por empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. O sucesso dessa negociação e liquidação depende da capacidade financeira das empresas do setor em honrar seus compromissos.
6. Em 21 de dezembro de 2001, foi editada a Medida Provisória nº 14, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, disciplinando, entre outros assuntos, a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das empresas distribuidoras de energia elétrica, garantido nos contratos de concessão. As informações detalhadas e os impactos sobre a situação patrimonial e financeira e no resultado das operações estão divulgados nas notas explicativas nºs 6 e 13 às demonstrações financeiras.
7. As demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2001, apresentadas para fins de comparação, foram examinadas por outros auditores independentes que emitiram parecer de auditoria em 31 de janeiro de 2002 (exceto com relação às notas 5, 9 e 14 àquelas demonstrações financeiras, cuja data é 27 de março de 2002), contendo ressalva quanto ao mesmo assunto tratado no parágrafo (3) e contendo parágrafo de ênfase quanto ao registro de ativos e passivos relacionados à comercialização de energia livre e as contas a receber relacionadas à recomposição tarifária para o período do racionamento.

Rio de Janeiro, 17 de janeiro de 2003
(exceto quanto a nota 7, cuja data é 24 de janeiro de 2003)

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-SP 11.609/O-S-RJ


José Carlos Monteiro
Contador
CRC-1-SP-100597/O-2-S-RJ

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001

(Em milhares de reais)

ATIVO	Controladora		Consolidado	
	2002	2001 (Reclassificado)	2002	2001 (Reclassificado)
CIRCULANTE:				
Numerário disponível	34.568	24.378	43.452	29.243
Aplicações financeiras	10.687	369	60.794	6.674
Consumidores, concessionários e permissionários	731.874	711.994	883.645	842.015
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - clientes	(287.864)	(314.908)	(327.069)	(353.272)
Consumidores de baixa renda	13.761	-	23.733	-
Programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica	27.601	13.574	50.758	25.530
Rendas a receber	25.180	30.711	26.714	33.366
Estoque	5.965	922	6.779	2.142
Contas a receber de operações com derivativos	137.232	61	163.272	61
Partes relacionadas	-	1.190	-	1.190
Devedores diversos	119.134	17.507	144.372	26.426
Despesas antecipadas - seguros e outros	1.423	5.562	1.430	8.003
Despesas antecipadas - Parcela A/CVA	-	-	4.824	-
Outros créditos	-	-	2.175	2.165
	<u>819.561</u>	<u>491.160</u>	<u>1.084.909</u>	<u>623.543</u>
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO:				
Programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica	10.223	7.028	10.223	8.585
Consumidores, concessionários e permissionários	248.118	188.225	333.619	247.604
Partes relacionadas	769.389	569.810	227	-
Depósitos vinculados a litígios	104.587	58.153	108.454	61.448
Despesas antecipadas - seguros e outros	5.634	6.018	5.752	6.556
Despesas antecipadas - Parcela A/CVA	143.238	66.894	150.388	71.357
Imposto de renda e contribuição social diferidos	316.874	303.575	340.085	325.605
Devedores diversos	20.069	19.930	24.930	22.953
Outros	6.513	6.261	25.049	18.319
	<u>1.624.645</u>	<u>1.225.894</u>	<u>996.727</u>	<u>762.427</u>
PERMANENTE:				
Investimentos	321.890	364.604	1.107	141.869
Imobilizado	1.347.771	1.289.566	1.896.333	1.825.131
Diferido	-	16.558	5.651	30.763
	<u>1.669.661</u>	<u>1.670.728</u>	<u>1.903.091</u>	<u>1.997.763</u>
TOTAL DO ATIVO	<u>4.113.867</u>	<u>3.387.782</u>	<u>3.984.727</u>	<u>3.383.733</u>

continua

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E 2001

(Em milhares de reais)

PASSIVO	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
	(Reclassificado)		(Reclassificado)	
CIRCULANTE:				
Fornecedores	170.399	229.906	193.454	263.995
Folha de pagamento	8.137	12.115	8.897	13.896
Programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica	47.294	13.424	66.415	16.239
Encargos de dívidas	20.779	1.504	28.401	31.760
Empréstimos e financiamentos	385.924	279.436	559.513	1.065.514
Contas a pagar de operações com derivativos	-	87.642	-	87.642
Debitores	-	5.378	-	5.378
Tributos e contribuições sociais	102.242	43.808	116.656	58.482
Dividendos a pagar	-	-	4.055	5.873
Juros sobre capital próprio, líquidos de efeitos de imposto de renda retido na fonte	-	-	7.218	5.961
Partes relacionadas	958	186.483	1.984	299
Imposto de renda e contribuição social diferidos	982	3.757	1.406	5.300
Obrigações estimadas	110.399	118.750	113.117	126.231
Variação de custos CVA	7.567	-	7.567	-
Obrigações com benefícios pós-emprego	-	-	4.188	9.068
Outras obrigações	21.954	43.384	37.913	55.401
	<u>876.635</u>	<u>1.025.607</u>	<u>1.150.784</u>	<u>1.752.039</u>
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO:				
Fornecedores	85.256	52.899	108.275	75.076
Empréstimos e financiamentos	255.851	37.318	445.530	325.266
Obrigações com benefícios pós-emprego	296.800	357.356	319.840	378.026
Provisão para contingências	446.969	261.278	476.357	278.318
Debitores	-	262.520	-	262.520
Imposto de renda e contribuição social diferidos	47.939	63.567	62.194	67.787
Partes relacionadas	1.449.369	989.872	925.864	-
Outras obrigações	221.614	150.533	10.330	8.171
	<u>2.803.798</u>	<u>2.175.243</u>	<u>2.348.390</u>	<u>1.395.164</u>
PARTICIPAÇÃO MINORITÁRIA	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>52.119</u>	<u>49.598</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO:				
Capital social realizado	915.424	284.587	915.424	284.587
Reservas de capital	23.252	21.570	23.252	21.570
Reserva de reavaliação	104.639	127.681	104.639	127.681
Prejuízos acumulados	(609.881)	(246.906)	(609.881)	(246.906)
	<u>433.434</u>	<u>186.932</u>	<u>433.434</u>	<u>186.932</u>
TOTAL DO PASSIVO	<u>4.113.867</u>	<u>3.387.782</u>	<u>3.984.727</u>	<u>3.383.733</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001
(em milhares de reais, exceto o prejuízo do exercício por lote de milhões, expresso em reais)

	Consolidada		Consolidada	
	2002	2001	2002	2001
RECEITA OPERACIONAL:				
Fornecimento de energia elétrica:				
Consumidores, concessionários e permissionários	1.633.011	1.419.148	1.054.618	1.750.013
Banco renda	11.761	-	23.733	-
Ativo regulatório	41.106	235.639	48.707	280.755
Fornecimento de energia elétrica	72.190	74.366	96.670	84.354
Receita de uso de rede	-	-	229	-
Outras receitas	19.634	18.726	25.118	22.158
	<u>1.796.602</u>	<u>1.748.279</u>	<u>1.249.275</u>	<u>2.137.277</u>
Deduções à receita operacional:				
Impostos e contribuições sobre a receita	(447.489)	(512.941)	(547.950)	(403.354)
Quota para reserva global de receita	(20.237)	(18.565)	(25.406)	(14.156)
Impostos de competência empresarial	(40.594)	-	(43.861)	-
	<u>(498.320)</u>	<u>(531.506)</u>	<u>(617.217)</u>	<u>(417.510)</u>
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	<u>1.298.282</u>	<u>1.216.773</u>	<u>632.058</u>	<u>1.719.767</u>
DESPESAS OPERACIONAIS:				
Pessoal	(79.597)	(71.530)	(106.874)	(66.600)
Material	(1.599)	(4.598)	(3.843)	(6.593)
Serviços de terceiros	(112.424)	(96.641)	(144.775)	(123.321)
Comercialização - operações com energia elétrica:				
Energia elétrica comprada para revenda	(659.116)	(528.100)	(797.982)	(632.738)
Passivo regulatório - raciocínio	-	(112.139)	(973)	(149.338)
Quota para a conta de consumo de combustível	(67.675)	(61.747)	(81.266)	(65.218)
Depreciação e amortização	(109.607)	(98.277)	(149.749)	(125.693)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(48.362)	(35.238)	(60.178)	(51.774)
Provisão para contingências	(155.411)	(156.198)	(166.566)	(156.198)
Outras despesas operacionais	(28.285)	(33.340)	(37.344)	(66.880)
	<u>(1.262.576)</u>	<u>(1.202.248)</u>	<u>(1.594.352)</u>	<u>(1,473,373)</u>
RESULTADO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	<u>35.706</u>	<u>14.525</u>	<u>37.706</u>	<u>246.394</u>
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS				
Renda de aplicações financeiras	1.706	2.308	1.740	6.883
Variação monetária e recebimento financeiro em vendas	26.098	17.353	52.873	25.560
Encargos de dívidas	(80.528)	(52.583)	(99.160)	(129.964)
Variações monetárias e cambiais	(641.465)	(83.253)	(745.879)	(95.322)
Desaio na negociação de novas promessas	-	-	(6.767)	-
Juros sobre o capital próprio	-	-	(8.492)	(10.650)
Garantia (perda) líquida em operações com derivativos	(23.172)	(54.370)	323.172	(54.370)
Encargos financeiros de operações com empresas relacionadas	(16.336)	(13.111)	(16.336)	(13.111)
Outras receitas (despesas) financeiras, líquidas	26.762	(17.845)	14.188	(26.093)
	<u>(360.631)</u>	<u>(223,423)</u>	<u>(482,621)</u>	<u>(323,491)</u>
RESULTADO DE PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA				
Equivalência patrimonial	(28.062)	6.561	-	-
Provisão para passivo a descoberto	(69.421)	(77.876)	-	-
	<u>(97,483)</u>	<u>(71,315)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
RESULTADO OPERACIONAL	<u>(419,331)</u>	<u>(189,679)</u>	<u>(444,915)</u>	<u>(79,101)</u>
RECEITAS (DESPESAS) NÃO OPERACIONAIS	<u>1,613</u>	<u>(4,282)</u>	<u>(1,566)</u>	<u>(8,177)</u>
PREJUÍZO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, IMPOSTO DE RENDA, PARTICIPAÇÕES E REVERSÃO DOS JÚROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	<u>(417,718)</u>	<u>(193,961)</u>	<u>(446,481)</u>	<u>(87,278)</u>
Contribuição social	-	(14,411)	(1,63)	(17,393)
Imposto de renda	-	(41,392)	-	(47,829)
Constituição de imposto de renda e contribuição social diferidos	31,761	112,674	23,973	112,154
PREJUÍZO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DOS JÚROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	<u>(386,017)</u>	<u>(43,689)</u>	<u>(424,111)</u>	<u>(43,326)</u>
Participação das empresas	-	-	(1,438)	(1,043)
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	-	8,492	10,650
Participação minoritária	-	-	(17,177)	(18,278)
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	<u>(386,017)</u>	<u>(43,689)</u>	<u>(436,117)</u>	<u>(41,994)</u>
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO POR LOTE DE MIL AÇÕES - R\$	<u>(0,14)</u>	<u>(0,15)</u>	<u>(0,14)</u>	<u>(0,15)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA CONTROLADORA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001
(Em milhares de reais)**

	Reservas de capital						Prejuízos acumulados	Reserva de reavaliação	Total
	Capital social realizado	Ágio na emissão de ações	Remuneração de bens e direitos com capital próprio		Subtotal				
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000	284.587	625	12.994	13.619	153.704	(70.095)	381.815		
Ajuste de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	(2.411)	(2.411)		
Déficit atuarial - CVM nº. 371 (Nota 24)	-	-	-	-	-	(152.233)	(152.233)		
Remuneração das mobilizações em curso	-	-	7.951	7.951	-	-	7.951		
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	(26.023)	26.023	-		
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	(48.190)	(48.190)		
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001	284.587	625	20.945	21.570	127.681	(246.906)	186.932		
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	(23.042)	23.042	-		
Aumento de capital (conversão de debêntures)	260.837	-	-	-	-	-	260.837		
Aumento de capital (capitalização de empréstimo)	370.000	-	-	-	-	-	370.000		
Ágio na conversão de debêntures em ações	-	1.682	-	1.682	-	-	1.682		
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	(386.017)	(386.017)		
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002	915.424	2.307	20.945	23.252	104.639	(609.881)	433.434		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001
(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
	(Reclassificado)	(Reclassificado)	(Reclassificado)	(Reclassificado)
ORIGENS				
Das operações:				
Prejuízo líquido do exercício	(386.017)	(48.190)	(286.017)	(48.524)
Despesas (Receitas) que não afetam o capital circulante:				
Depreciação e amortização	109.607	98.277	159.749	125.693
Variação monetária e cambial de longo prazo	244.042	46.813	430.952	8.455
Provisão para contingências	272.439	89.919	283.594	106.959
Resultado de participação associadas	97.482	65.312	-	-
Juros líquidos provisionados no longo prazo	14.154	(65.734)	28.659	-
Recompensação tarifária de longo prazo	(69.838)	(158.224)	(106.246)	(247.605)
Amortização do ativo da controlada	-	-	-	21.198
Amortização do deságio das novas aquisições	-	-	6.767	4.640
Custo líquido dos bens baixados ao nível imobilizado	-	-	1.911	5.270
Custo de energia livre	-	57.134	842	79.463
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(28.934)	(108.086)	(28.079)	(108.166)
Atualização de saldo anterior (Deliberação 371)	(53.682)	-	(53.682)	-
Amortização do imposto cambial (1999)	16.558	-	16.558	-
Participação de minoritários	-	-	13.177	18.278
Reversão de depósitos vinculados a litígios	-	-	-	537
Outras	575	(58.754)	583	(8.187)
	217.287	(116.540)	576.768	(53.440)
De terceiros:				
Obrigações vinculadas a concessão	22.470	19.982	32.452	24.311
Transferência de L3 de energia livre para o ativo circulante	28.182	-	28.182	-
Transferência do imobilizado para o circulante	-	5.902	-	5.903
Transferência do circulante para exigível a longo prazo	303.212	35.544	939.552	18.208
Transferência de ativos de longo prazo para o circulante	-	-	180.344	-
Aumento do fornecedor a longo prazo	32.357	-	32.357	-
Redução do realizável a longo prazo	81.408	207.953	-	12.605
Dividendos recebidos da controlada	11.099	-	-	-
Empréstimos obtidos	279.282	-	563.396	4.767
Redução do capital de investidas	3.646	-	-	-
Outras	3.139	-	2.672	4.121
TOTAL DAS ORIGENS	983.912	122.842	2.075.723	16.466
APLICAÇÕES				
Programa emergencial de redução de consumo	3.408	7.028	3.408	8.585
Depósito judicial	49.434	14.196	47.016	14.151
No realizável a longo prazo	63.833	91.553	82.005	89.084
No diferido	-	-	3.196	15.461
No imobilizado	177.780	257.650	239.589	348.101
Transferência de juros a receber para longo prazo	-	-	186.785	-
Transferências do exigível a longo prazo para o circulante	19.447	120.767	161.931	473.101
Redução de capital	-	-	-	19.219
Redução do exigível a longo prazo	184.424	-	282.679	-
Resgate de ações	-	-	3.883	-
Outras aplicações	11.213	-	1.220	16.875
TOTAL DAS APLICAÇÕES	506.539	490.594	1.613.102	984.537
(AUMENTO) REDUÇÃO DA INSUFICIÊNCIA DE CAPITAL CIRCULANTE	477.373	(367.751)	1.462.621	(968.071)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DA INSUFICIÊNCIA DE CAPITAL CIRCULANTE				
ATIVO CIRCULANTE				
No início do exercício	491.160	330.725	623.543	427.970
No fim do exercício	819.551	451.160	1.084.909	623.543
	328.401	160.435	461.366	195.573
PASSIVO CIRCULANTE				
No início do exercício	1.025.607	697.018	1.752.039	588.315
No fim do exercício	876.633	1.025.607	1.356.784	1.752.039
	(148.972)	518.186	(1.601.255)	1.163.644
(AUMENTO) REDUÇÃO DA INSUFICIÊNCIA DE CAPITAL CIRCULANTE	477.373	(367.751)	1.462.621	(968.071)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E 2001

(Em milhares de reais, exceto quando mencionado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica.

A Companhia tem por objetivo explorar os sistemas de geração, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, participar de pesquisas vinculadas ao setor energético e participar de outras empresas do setor elétrico, no Brasil e no exterior.

Em 20 de novembro de 1996, através de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, o Consórcio formado pelas empresas estrangeiras Sociedad Panameña de Electricidad, Empresa Eléctrica de Panamá S.A., EDP - Eletricidade de Portugal e Endesa Desarrollo S.A., adquiriu o controle acionário da CERJ, configurando o retorno à origem privada da empresa.

Em 9 de dezembro de 1996, foi assinado junto ao Poder Concedente o Contrato de Concessão nº 005/96, com prazo de 30 anos, expirando-se em dezembro de 2026. Nesse contrato foram definidas as áreas de distribuição de energia a serem atendidas pela Companhia bem como as Usinas de aproveitamento de potencial hidráulico de geração de energia.

A CERJ continua desenvolvendo ações para captação de recursos de longo prazo, junto a agências de fomento e bancos nacionais e internacionais objetivando fazer face à insuficiência de capital de giro existente em 31 de dezembro de 2002 e melhorar o perfil de sua dívida, especialmente quanto a custo e prazo. Em decorrência dessas ações, ocorreu em 16 de julho de 2002, a operação de conversão de debêntures em ações da Companhia, por parte dos debenturistas Endesa S.A. e Luz de Rio Ltda., que levou a um aumento de capital de R\$260.837. Em dezembro de 2002, operacionalizou-se novo aumento de capital de R\$370.000, através de capitalização de empréstimo com a Enersis S.A.

Adicionalmente, como parte do empréstimo vinculado ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, a Companhia recebeu do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, o total de R\$253.918, sendo R\$51.688 em 07 de maio de 2002, R\$145.629 em 11 de outubro de 2002 e R\$56.601 em 13 de novembro de 2002. Deste montante recebido, já foram amortizados R\$40.587 (R\$31.685 do principal e R\$8.902 de juros) e sofreram atualização pela taxa SELIC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia no total de R\$13.199, perfazendo um saldo de R\$226.530.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com a legislação específica, emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e as instruções da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Informações adicionais estão sendo apresentadas, em notas explicativas, em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 155/2003-SFF/ANEEL, de 24 de janeiro de 2003 e Ofício CVM-SEP/SNC nº 01/2003, de 16 de janeiro de 2003.

Através da Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, foi instituído o Manual de Contabilidade do Serviço de Energia Elétrica, cujas normas ditadas através do Plano de Contas, Instruções Contábeis e do Roteiro de Divulgação de Informações Econômicas e Financeiras, estão sendo aplicadas compulsoriamente pelas concessionárias e permissionárias desde 1º de janeiro de 2002.

Em razão da introdução do referido Manual de Contabilidade, foram promovidas alterações na classificação de algumas transações e por este motivo, foram efetuadas as respectivas reclassificações no balanço patrimonial e demonstração das origens e aplicações de recursos relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2001, a fim de permitir melhor comparabilidade das informações.

3. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações financeiras são as seguintes:

a) Aplicações Financeiras

São registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço, não excedendo o valor de mercado.

b) Consumidores, Concessionários e Permissionários

Referem-se a créditos de fornecimento de energia faturada, não faturada e energia comercializada no âmbito do MAE até a data do balanço, contabilizados pelo regime de competência. De acordo com o estabelecido pela Resolução nº 72 da ANEEL, de 7 de fevereiro de 2002, foi registrado nessa conta o valor referente à recomposição tarifária extraordinária definida pela Medida Provisória nº 14 (posteriormente transformada na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002) e pela Resolução nº 91, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, ambas de 21 de dezembro de 2001.

c) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Calculada em valor julgado pela Administração das Companhias como suficiente para atender às perdas prováveis na realização dos créditos, conforme Instrução 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Serviço Público.

d) **Estoques**

Os materiais em estoques, de operação e manutenção, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a projetos, contabilizados no imobilizado estão avaliados ao custo médio de aquisição, ajustados por provisão para perda por obsolescência, quando aplicável.

e) **Despesas Antecipadas**

São compostas por valores efetivamente desembolsados e ainda não incorridos e incluem a Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA e respectivos encargos que serão apropriados ao resultado à medida em que a receita correspondente for faturada aos consumidores segundo rege a Portaria 296 ANEEL de 25 de outubro de 2001 e Resoluções Complementares (vide Notas 12 e 13).

f) **Investimentos**

As participações societárias permanentes em sociedades controladas encontram-se avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. Os demais investimentos estão registrados ao custo, ajustado ao preço de mercado através de provisão para perdas em investimentos, quando aplicável.

g) **Imobilizado**

Está composto pelo custo de aquisição e/ou construção, deduzido da depreciação acumulada, calculada pelo método linear em conformidade com as taxas de depreciação determinadas pela ANEEL. Em função do disposto nas instruções gerais nº 35 e nº 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros e demais encargos financeiros relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados nesse subgrupo como custo. O mesmo procedimento foi adotado, até 31 de dezembro de 2001, 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. A partir de 1º de janeiro de 2002, a Companhia optou por não mais proceder à capitalização dos juros sobre obras em andamento (JOA) calculados sobre o capital próprio a crédito do patrimônio líquido. Adicionalmente, parte dos gastos da administração central é apropriada às imobilizações em curso, mediante rateio, em até 10% dos gastos diretos com pessoal e mão-de-obra de terceiros.

h) **Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido**

São calculados com base nas alíquotas vigentes de imposto de renda (15% acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240) e contribuição social sobre o lucro líquido (9%) e consideram a absorção de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30%, para fins de determinação das exigibilidades. Os impostos diferidos são reconhecidos com base nas diferenças intertemporais e reserva de reavaliação do ativo imobilizado.

i) Obrigações com Benefícios Pós-emprego

Referem-se ao passivo atuarial relativo ao plano de previdência complementar oferecido aos empregados da Companhia e suas controladas, registrado com base em avaliação efetuada por atuário independente. Conforme facultado pela Deliberação nº 371 da CVM, de 13 de dezembro de 2000, que estabeleceu as normas para a contabilização dos benefícios a empregados, a Companhia e suas controladas optaram, em 31 de dezembro de 2001, por constituir a provisão para tais obrigações como ajustes de exercícios anteriores. Os ajustes de provisão apurados a partir de 31 de dezembro de 2001 estão sendo reconhecidos no resultado de cada exercício.

j) Obrigações Vinculadas à Concessão

Referem-se aos recursos de participação financeira dos consumidores e da União e de doações e subvenções para investimentos, destinados à execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Estas obrigações foram apresentadas nas demonstrações financeiras como redução do Ativo Imobilizado.

k) Atualizações Monetárias de Direitos e Obrigações

Os direitos e obrigações sujeitos a variação monetária e cambial, por força contratual ou dispositivo legal, estão atualizados até a data do balanço. Os passivos em moeda estrangeira são convertidos para reais em função da taxa de câmbio reportada pelo Banco Central (US\$ 1 = R\$3.5333 em 31 de dezembro de 2002 e US\$1 = R\$2.3204 em 31 de dezembro de 2001).

l) Apuração do Resultado

As receitas e despesas são apropriadas de acordo com o regime de competência, exceto quanto ao diferimento de efeitos da variação cambial do primeiro trimestre de 1999 e do exercício de 2001 (vide Nota 17).

m) Estimativas

A preparação de demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia e de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações financeiras. 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 financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Recuperação da recomposição tarifária extraordinária no prazo estabelecido por Resolução da ANEEL;
- Provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Provisão para contingências e planos de aposentadoria e pensão;
- Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Comercialização no âmbito do MAE.

Companhia da Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

n) **Prejuízo por Ação**

Calculado com base no número de ações em circulação na data do encerramento do balanço.

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas de acordo com os critérios técnicos de consolidação, previstos na Instrução CVM nº 247/96 e incluem as demonstrações financeiras da controlada integral CERJ Overseas Inc. e as demonstrações financeiras da controlada em conjunto Investluz S.A., consolidados com base na proporção de participação da Companhia.

As participações no capital votante e total da controlada integral e da controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2002 e 2001 são como se segue:

	<u>% de participação no capital votante e total</u>
CERJ Overseas Inc.	100,00
Investluz S.A.	36,43

A Sociedade elaborou demonstrações financeiras consolidadas com sua controlada integral e controlada em conjunto, nas quais foram utilizados os seguintes procedimentos de consolidação:

- Eliminação dos saldos das contas de ativo e passivo entre as empresas consolidadas;
- Eliminação das participações no capital, reservas e lucros (prejuízos) acumulados das empresas consolidadas;
- Eliminação dos saldos de receitas e despesas, bem como de resultados não realizados, decorrentes de negócios entre as empresas consolidadas.

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

A conciliação entre o prejuízo líquido da controladora e consolidado em 31 de dezembro de 2002 e 2001, é como segue:

	2002	2001
Prejuízo da controladora	(386.017)	(48.190)
Efeito referente remuneração de bens e direitos sobre o capital próprio		
da controlada indireta, Companhia Energética do Ceará - COELCE	-	(734)
Prejuízo Consolidado	<u>(386.017)</u>	<u>(48.924)</u>

5. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos com aplicações financeiras em 31 de dezembro estão relacionados a fundos de renda fixa e estão vinculados as seguintes instituições:

Instituição	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Bradesco	-	-	1.947	856
Banco do Brasil	-	-	1.899	-
Unibanco	10.246	-	14.051	-
Banco Bilbao Viscaya	-	-	5.897	-
HSBC Bamerindus	-	-	1.922	-
Banco Votorantim	-	-	1.087	-
Banco Santander	-	-	556	-
PanAmericano	441	369	441	369
Chase	-	-	32.860	397
Banco do Estado do Ceará	-	-	134	5.052
	<u>10.687</u>	<u>369</u>	<u>60.794</u>	<u>6.674</u>

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIOS E PERMISSIONÁRIOS

Circulante	Controladora				
	Saldo		Vencidos há mais de 90 dias	Total	
	Vencidos	Vencidos até 90 dias		2012	2011
Classe de consumidores:					
Residencial	43.749	43.180	243.742	150.671	158.898
Industrial	42.044	6.818	10.793	59.657	88.202
Comercial	26.794	13.340	56.941	78.975	87.625
Rural	11.363	1.704	7.272	13.340	12.205
Poder público	5.113	16.477	19.218	40.908	43.522
Iluminação pública	2.273	9.659	18.749	30.681	22.910
Serviço público	5.409	6.250	2.273	11.932	12.857
	-----	-----	-----	-----	-----
Subtotal	134.655	99.428	334.081	568.164	526.329
	=====	=====	=====	=====	=====
Renda não lançada				60.086	33.613
Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE				44.436	67.880
Energia livre				28.182	26.271
Mercado Atacadista de Energia - MAF				31.006	57.939
				-----	-----
Total do curto prazo				731.874	711.994
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(287.864)	(314.908)
				-----	-----
Total líquido				444.010	397.086
				=====	=====
Realizável a Longo Prazo:					
Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE				191.754	135.760
Energia livre				56.364	52.463
				-----	-----
Total do realizável a longo prazo				248.118	188.223

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

Circulante	Consolidado				
	Saldo			Total	
	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos mais de 90 dias	Total	
				2002	2001
Classe de consumidores					
Residencial	90.933	90.020	247.121	348.074	279.961
Industrial	47.501	7.984	11.494	66.989	97.279
Comercial	29.450	17.817	39.081	86.378	97.029
Rural	13.010	2.736	2.653	18.399	16.198
Poder público	7.235	18.111	21.863	47.209	49.179
Iluminação pública	3.461	10.077	19.132	32.669	23.419
Serviço público	4.396	6.370	2.367	13.138	14.052
Subtotal	155.985	113.145	313.616	612.746	573.117
Pendência futura	76.029	-	-	76.029	46.102
Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE	55.555	-	-	55.555	78.223
Energia livre	36.146	-	-	36.146	53.625
Percebimento de débitos	15.063	-	779	15.842	13.624
Outros créditos	589	-	384	973	1.156
Energo emergencial	831	212	700	1.743	-
Aprovação em processo de classificação	1.938	-	-	1.938	1.677
Crédito de clientes com ações judiciais	1.772	256	15.385	17.414	17.663
Mercedin Atacadista de Energia - MAE	65.014	-	245	65.259	76.828
Total do curto prazo	408.923	113.613	361.109	883.645	842.015
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(327.060)	(353.272)
Total líquido				556.576	488.743
Realizável a longo prazo:					
Mercedin Atacadista de Energia - MAE				7.051	-
Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE				254.277	187.060
Energia livre				72.291	60.544
Total do realizável a longo prazo				333.619	247.604

a) Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE

Em dezembro de 2001, o governo e as empresas de energia elétrica firmaram o Acordo Geral do Setor Elétrico com as concessionárias distribuidoras e as geradoras de energia elétrica sobre o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e a recomposição de receitas, relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (Nota 9).

Com base nas disposições contidas na Medida Provisória nº 14 (posteriormente convertida na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002), na Resolução nº 91 da GCE, de 21 de dezembro de 2001, e na Resolução nº 31 da ANEEL, de 24 de janeiro de 2002, todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica efetuaram um levantamento do montante da receita decorrente de redução de consumo de energia elétrica no período do racionamento (recomposição tarifária extraordinária) que foi reconhecida com o objetivo de retomada do equilíbrio econômico - financeiro dos contratos de concessão.

A referida recomposição tarifária extraordinária passou a ser aplicada às tarifas vigentes em 31 de dezembro de 2001, assim reconhecidas pela ANEEL, da seguinte forma:

- 2,9% para os clientes residenciais (exceto baixa renda), rurais e iluminação pública;
- 7,9% para os demais clientes.

A parcela da recomposição tarifária extraordinária registrada no contas a receber, teve os seguintes efeitos reconhecidos nos resultados dos períodos correspondentes:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
<u>Perdas com racionamento:</u>		
Perdas de 1.º de junho a 31 de dezembro de 2001 apuradas pela Concessionária	203.640	265.283
Ajuste ao valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	(21.407)	(22.040)
Saldo das perdas de 2001 homologado pela ANEEL	182.233	243.273
Perdas de 1.º de janeiro a 28 de fevereiro de 2002 apuradas pela Concessionária	60.308	68.377
Ajuste ao valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	2.974	10.682
Saldo das perdas de 2002 homologado pela ANEEL	63.282	79.059
(-) Recuperção das perdas	(51.440)	(67.431)
Atualização monetária - S&L R.C.	42.115	54.931
Saldo da recomposição tarifária extraordinária em 31 de dezembro de 2002	236.190	309.832
Circulante	44.436	55.555
Longo Prazo	191.754	254.277
<u>Energia Livre</u>		
Energia Livre estimada pela Concessionária em 2001	78.698	94.169
Ajuste ao valor contabilizado conforme homologação da ANEEL	5.848	14.268
Saldo de Energia livre homologado pela ANEEL	84.546	108.437
Circulante	28.182	36.146
Longo Prazo	56.364	72.291

O valor de R\$182.233 (R\$243.273 no consolidado) refere-se à diferença entre a receita estimada, sem os efeitos da redução de consumo decorrente do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, e a receita auferida pela concessionária para o período de junho a dezembro de 2001. Este valor foi homologado pela Resolução ANEEL nº 480 de 29 de agosto de 2002. O valor de R\$63.282 (R\$79.059 no consolidado) decorre da receita estimada para os meses de janeiro e fevereiro de 2002, o qual foi homologado pela Resolução ANEEL nº 481 de 29 de agosto de 2002.

O montante relacionado a energia livre (energia elétrica gerada e não-vinculada a contratos iniciais ou equivalentes) apurado de junho de 2001 a fevereiro de 2002, será recuperado e repassado como ressarcimento aos geradores. Este montante foi contabilizado com base na Resolução nº 483 de 29 de agosto de 2002, no montante de R\$84.546 (R\$108.437 no consolidado), majorado pelos valores recuperáveis de Programa de Integração Social - PIS e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS.

O saldo apurado de ativo regulatório sofre atualização monetária pela taxa SELIC, acrescida de 1% a.a., até o montante de financiamento liberado pelo BNDES.

Para ter direito a essa compensação, a Companhia e sua controlada indireta, COELCE, renunciaram a qualquer pleito judicial ou extrajudicial relativo a fatos e normas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e à recomposição tarifária extraordinária, bem como aderiram aos acordos firmados entre os agentes do setor elétrico, conforme previsto pela legislação vigente.

Através da Resolução nº 484 de 30 de agosto de 2002, a ANEEL estabeleceu para a Companhia o prazo máximo de 114 meses (88 meses no caso da controlada indireta COELCE) de vigência da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a partir de janeiro de 2002. As projeções feitas pela Administração da Companhia e de sua controlada indireta, COELCE, estimam a recuperação destes ativos dentro do prazo estabelecido pela ANEEL, razão pela qual não foram constituídas provisões para perdas.

b) Mercado Atacadista de Energia - MAE

O montante de R\$31.006 (R\$72.310 no consolidado) em 31 de dezembro de 2002, corresponde aos seguintes valores:

Período	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Setembro 2000 a Maio 2001	4.477	37.971	14.120	56.860
Junho 2001 a fevereiro 2002	-	19.968	-	19.968
Março 2002 a Novembro 2002	24.151	-	48.577	-
Dezembro 2002	2.378	-	4.613	-
Total	31.006	57.939	72.310	76.828
Curto Prazo	31.006	57.939	65.259	76.828
Longo Prazo	-	-	7.051	-

Entre setembro de 2000 e maio de 2001, foram registrados os valores apurados de acordo com o extrato enviado pelo MAE com o volume de energia comercializado, por um valor de R\$4.477 (R\$19.120 no consolidado).

Para os meses de junho de 2001 a fevereiro de 2002, foi considerada a devolução integral de excedentes de energia, conforme medida divulgada pelo Órgão Administrador do MAE.

Entre os meses de março e novembro de 2002, foi registrado o montante de R\$24.151 (R\$48.577 no consolidado), com base nos extratos fornecidos pelo MAE.

Para o mês de dezembro de 2002 foi contabilizado o montante de R\$2.378 (R\$4.613 no consolidado), baseado em estimativas da Administração.

Em 30 de dezembro de 2002, CERJ recebeu R\$6.264 como parte da primeira liquidação financeira das operações entre setembro de 2001 e setembro de 2002, a qual ocorreu de forma parcial, principalmente porque alguns agentes de mercado ingressaram com medidas judiciais.

A liquidação do montante restante depende do resultado de uma auditoria contratada pelo Governo Federal sobre os valores informados pelo MAE, da resolução das medidas judiciais em curso, assim como da capacidade de pagamento das companhias envolvidas nesta liquidação.

c) Encargo Emergencial

Com a Resolução nº 71 da ANEEL, de 07 de julho de 2002, foi instituído o "encargo de capacidade emergencial" para cobrança a partir de março de 2002. Tal encargo deve ser repassado para a CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, para cobrir os custos com a contratação de capacidade de geração ou de potência de usinas emergenciais.

A partir de março de 2002, o valor faturado aos consumidores foi de R\$0,49 centavos de real por KWh para todas as classes, exceto a classe Residencial Baixa Renda. Com a Resolução ANEEL nº 351 de 27 de junho de 2002, o valor passou para R\$0,57 centavos de real por KWh. O valor registrado no passivo na rubrica Outras obrigações - encargo de capacidade emergencial, pelo faturamento deste encargo até 31 de dezembro de 2002 é de R\$13.556 (R\$15.767 no consolidado).

7. CONSUMIDORES DE BAIXA RENDA

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as diretrizes para enquadramento na subclasse residencial baixa renda, da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80kWh, tendo o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, ampliando a regulamentação de enquadramento, para unidades consumidoras com consumo mensal entre 80 e 220 KWh.

Em decorrência da nova classificação, a Companhia e suas controladas procederam ao levantamento das perdas de receita, tendo sido apurado o montante de R\$13.761 (R\$23.733 no consolidado). Esta receita será custeada com recursos financeiros oriundos do adicional de dividendos devidos à União pela ELETROBRÁS, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras, sob controle federal e na insuficiência dos referidos dividendos da Eletrobrás, com recursos da RGR - Reserva Global de Reversão.

Esse montante foi apropriado a crédito na conta de "Receitas de Operações com Energia Elétrica", tendo como contrapartida conta do ativo circulante, segundo ofício circular da ANEEL nº 155/2003, de 24 de janeiro de 2003, e será objeto de homologação por parte da ANEEL, sendo condição necessária para que a CERJ possa contratar financiamento junto à ELETROBRÁS.

8. OPERAÇÕES COM DERIVATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Contas a Receber				
Operação Forward/Swap	137.232	61	163.272	61
Contas a Pagar				
Operação Forward/Swap	-	87.642	-	87.642

A Companhia mantém contratos de "Forward" e "Swap" com o objetivo de proteção ("hedge") ao risco cambial dos passivos tomados em dólares norte-americanos (vide nota 34). O saldo desses contratos na data do balanço, a receber e a pagar estão registrados no balanço patrimonial em contrapartida do resultado financeiro do exercício.

9. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Ativo circulante:				
Bônus concedidos	27.601	13.574	47.990	25.530
Custos a recuperar	-	-	2.768	-
	27.601	13.574	50.758	25.530
Ativo realizável a longo prazo:				
Custos a recuperar	10.223	7.028	10.223	8.585
Passivo circulante:				
Ressarcimento recebido	24.975	-	40.890	-
Sobretaxas arrecadadas	22.319	13.424	25.525	16.239
	47.294	13.424	66.415	16.239

Devido ao nível reduzido das principais bacias hidrográficas brasileiras observado no primeiro semestre de 2001, o Governo Federal instituiu, entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002, um programa de racionamento de energia.

As principais medidas adotadas podem ser resumidas da seguinte forma:

- Cobrança de sobretaxas nas tarifas aos consumidores que não cumpriram a meta de redução de consumo, definida inicialmente em uma redução de até 20%.
- Distribuição de bônus para consumidores de determinadas faixas de consumo, que apresentaram redução superior à meta estabelecida.
- Suspensão da comercialização das sobras de energia das distribuidoras e geradoras no MAE.

De acordo com o definido pela ANEEL, os valores de sobretaxas faturadas e os bônus concedidos em decorrência do programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica deverão ser controlados separadamente, sem afetar os resultados da Companhia.

Foi recebido o ressarcimento do valor líquido de bônus concedidos e sobretaxas arrecadadas apurado até 31 de outubro de 2002, no montante de R\$24.975 (R\$40.890 no consolidado). Tendo em vista não haver ainda a previsão para a contabilização da liquidação das contas relacionadas, a Companhia registrou o montante recebido no passivo circulante.

Os custos a recuperar, no montante de R\$10.223, registrados no ativo realizável a longo prazo, referem-se aos custos adicionais com a execução das Resoluções da GCE, previsto na Medida Provisória nº 2.148/01.

10. RENDAS A RECEBER

	Controladora		Consolidada	
	2002	2001	2002	2001
Conta consumidores – serviços prestados	42.055	47.639	42.055	47.639
Serviços em curso	2.151	3.337	3.713	5.992
Gastos a reembolsar – consumidores	4.958	446	4.958	446
Outros	671	703	671	703
Provisão para devedores duvidosos	(24.655)	(21.414)	(24.655)	(21.414)
	<u>25.180</u>	<u>30.711</u>	<u>26.744</u>	<u>33.366</u>

A rubrica conta Consumidores - Serviços Prestados destina-se aos registros de:

- Créditos perante a terceiros na execução de serviços solicitados;
- Créditos provenientes da alienação de bens e direitos de propriedade do concessionário;

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

- Outros créditos recebidos em caráter excepcional, como promessas de pagamento parcelados ou não, incluindo novação de dívidas a receber.

11. DEVEDORES DIVERSOS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Imposto de renda e contribuição social a compensar	53.717	-	11.556	-
Outros tributos a compensar	2.481	3.452	2.876	9.937
ICMS a compensar	11.194	6.573	16.352	8.176
Adiantamentos a empregados	5.052	4.058	5.062	4.424
Danos causados a terceiros	3.241	3.226	3.241	3.226
Outros devedores	3.436	-	5.265	275
Uso mútuo de postes	-	-	-	388
Circulante	119.134	17.307	44.372	26.426
ICMS a compensar	20.069	19.930	24.930	22.953
Realizável a longo prazo	20.069	19.930	24.930	22.953

O montante de imposto de renda e contribuição social a compensar refere-se a antecipações mensais efetuadas ao longo do exercício de 2002.

A partir de janeiro de 2001, a Companhia passou a contabilizar em tributos e contribuições sociais compensáveis os créditos de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS vinculados ao ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48.

12. DESPESAS ANTECIPADAS - SEGUROS E OUTROS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Circulante				
Seguros e outros	1.423	5.562	1.430	8.803
Realizável a Longo Prazo				
Seguros e outros	5.634	6.018	5.752	6.556

A Companhia mantém cobertura de seguros para danos materiais e lucros cessantes (vide a Nota 31).

13. DESPESAS ANTECIPADAS - PARCELA A/CVA

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Circulante				
CVA - Uso da rede básica	-	-	3.842	-
CVA - CCC	-	-	982	-
	-----	-----	-----	-----
Total	-	-	4.824	-
	=====	=====	=====	=====
Realizável a longo prazo				
Parcela A - Uso da rede de transmissão	23.592	12.613	23.592	13.151
Parcela A - Transporte	1.452	1.128	1.452	1.128
Parcela A - Cota consumo de combustível	10.993	4.911	10.993	7.605
Parcela A - Variação cambial Itaipu	44.193	11.624	44.193	11.624
Parcela A - Extraordinária	36.615	36.618	43.765	37.849
Encargos do Serviço do Sistema	26.393	-	26.393	-
	-----	-----	-----	-----
Total	143.238	66.894	150.388	71.357
	=====	=====	=====	=====

Parcela A

Baseada na Portaria Interministerial nº 296 de 25 de outubro de 2001 e na Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, a Companhia registrou como despesas antecipadas os incrementos de custos incorridos em 2001 e 2002 que estão relacionados aos custos sobre os quais não tem gerenciamento (Parcela A).

O montante de R\$36.615 (R\$43.765 no consolidado) refere-se ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, atualizado pela variação da SELIC, conforme Resolução ANEEL nº 482 de 29 de agosto de 2002 e será recuperado em conjunto com o ativo regulatório, através da recomposição tarifária extraordinária (Nota 6).

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

14. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia reconheceu o correspondente imposto de renda e contribuição social diferidos em decorrência das diferenças intertemporais e Reserva de Reavaliação do seu ativo imobilizado, cuja composição e origem estão demonstrados a seguir:

	2002			2001		
	Ativo realizável a longo prazo	Passivo		Ativo realizável a longo prazo	Passivo	
		Circulante	Exigível a longo prazo		Circulante	Exigível a longo prazo
Lucro inflexionário	-	982	2.514	-	982	3.497
Provisão para contingências	152.119	-	-	98.260	-	-
Provisão para devedores duvidosos	102.996	-	-	92.044	-	-
Impacto Cambial 1999	-	-	-	-	2.775	2.776
Provisão para ajuste em estoque	1.729	-	-	1.483	-	-
Variação Cambial não realizada	-	-	-	34.537	-	-
Passivo Atuarial Deliberação CVM nº 371	59.030	-	-	77.281	-	-
Reavaliação do Ativo Imobilizado:	-	-	45.425	-	-	57.294
Total controladora	316.874	982	47.939	303.575	3.757	63.567
Total consolidado	340.085	1.406	62.194	325.605	5.300	67.787

De acordo com a Instrução CVM nº 371 de 27/06/2002, a Companhia e suas controladas procederam estudos que indicam a realização dos valores de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro diferido ativo, no prazo máximo estipulado por essa norma. Esses estudos foram devidamente aprovados pelos órgãos de administração das Companhias.

Ano de realização	Controladora	Consolidada
	Montante a realizar	Montante a realizar
2003	-	12.859
2004	39.223	42.174
2005	42.846	45.804
2006	44.718	47.675
2007	46.324	47.810
2008 a 2010	63.181	63.181
2011 a 2012	80.582	80.582
Saldo em 31/12/2002	316.874	340.085

15. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Participações societárias	320.979	363.693	196	140.958
Outros investimentos	911	911	911	911
Total	<u>321.890</u>	<u>364.604</u>	<u>1.107</u>	<u>141.869</u>

A CERJ possui investimento na controlada integral CERJ Overseas Inc. Em 31 de dezembro de 2002, o saldo do investimento na controlada é nulo face a investida apresentar patrimônio líquido negativo, provisionado no balanço patrimonial na conta de Outros Passivos.

A CERJ possui 36,43% das ações do capital da Investluz S.A., empresa que tem por objeto social participação em empresa dedicada a distribuição e geração de energia elétrica. A Investluz, por sua vez, possui 56,59% das ações do capital da COELCE.

A seguir apresentamos as informações sobre as controladas em 31 de dezembro de 2002:

	<u>CERJ Overseas Inc.</u>	<u>Investluz S.A.</u>
Quantidade de ações do capital social	100	100.461.895.427
Capital social	10	954.619
Participação no capital	100%	36,43%
Patrimônio líquido	(211.804)	881.083
Prejuízo do exercício	(69.420)	(77.029)
Resultado de equivalência patrimonial da Controladora e provisão para perda	(69.420)	(28.062)
Investimento (provisão para passivo a descoberto) da controladora	(211.804)	320.979

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

16. IMOBILIZADO

	Contabilizado		Congregado	
	Taxes anuais		Taxes anuais	
	módulo de		módulo de	
	depreciação (R\$)		depreciação (R\$)	
	2007	2008	2007	2008
Imobilizado em serviço				
Geração	4,30		4,49	
Custo histórico	23.900	21.742	31.900	31.742
Reavaliação	56.613	56.613	56.613	56.613
Distribuição e Comercialização	4,69		4,30	
Custo histórico	1.755.584	1.595.600	1.310.491	1.056.152
Reavaliação	170.210	171.436	270.119	171.656
Administração	8,43		9,63	
Custo histórico	78.163	65.255	83.785	75.967
Reavaliação	20.113	20.113	20.113	20.129
Atividades não vinculadas à concessão da Serviço Público de Energia Elétrica			7,25	
Custo histórico - Intangíveis	-	-	2.550	-
Ágio oriundo da incorporação (*)	-	-	282.682	282.682
Total	<u>2.049.728</u>	<u>1.941.577</u>	<u>2.963.250</u>	<u>2.634.571</u>
Depreciação acumulada				
Geração				
Custo histórico	(23.181)	(22.739)	(33.181)	(32.739)
Reavaliação	(42.826)	(22.326)	(42.826)	(22.326)
Distribuição e Comercialização				
Custo histórico	(513.738)	(447.574)	(719.000)	(635.944)
Reavaliação	(41.881)	(25.907)	(41.881)	(30.907)
Administração				
Custo histórico	(57.683)	(57.025)	(43.366)	(36.402)
Reavaliação	(7.097)	(1.170)	(2.097)	(1.170)
Amortização do ágio oriundo da incorporação (*)			(45.824)	(32.054)
Total	<u>(661.696)</u>	<u>(565.741)</u>	<u>(918.175)</u>	<u>(790.522)</u>
Total do imobilizado em serviço	<u>1.455.132</u>	<u>1.375.836</u>	<u>2.047.075</u>	<u>1.904.049</u>
Imobilizado em curso				
Geração	927	508	955	508
Distribuição e Comercialização	93.916	65.516	130.657	154.469
Administração	453	5.913	707	5.857
Total do imobilizado em curso	<u>95.325</u>	<u>71.936</u>	<u>127.119</u>	<u>161.834</u>
Obrigações vinculadas à concessão				
Contribuições de consumidores	(133.579)	(141.190)	(250.180)	(195.470)
Doações e subvenções	(16.613)	(16.573)	(36.723)	(38.640)
Participação da União	(434)	(434)	(5.243)	(5.811)
Participação dos Estados	(7.651)	-	(7.894)	(1.172)
Total das Obrigações vinculadas à concessão	<u>(158.277)</u>	<u>(158.206)</u>	<u>(299.960)</u>	<u>(241.102)</u>
Total do imobilizado	<u>1.347.779</u>	<u>1.289.566</u>	<u>1.864.234</u>	<u>1.824.179</u>

- (a) O ágio oriundo da operação de incorporação da Distriluz Energia Elétrica por sua controlada COELCE, aprovada em Assembleia Geral Extraordinária de 27 de setembro de 1999, está sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais à sua rentabilidade projetada, conforme determinado pela Resolução ANEEL nº 269, de 15 de setembro de 1999. Tal amortização poderá ser revisada anualmente, a critério da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, em função dos resultados realizados comparativamente aos dados projetados.

O ativo imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica e das instalações referentes à parte administrativa.

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 produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo os mesmos serem retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do Órgão do Poder Concedente, a ANEEL. 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, ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

De acordo com a Instrução Geral nº 52 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o ativo imobilizado os seguintes valores referentes aos juros de empréstimos de terceiros vinculados ao ativo imobilizado em curso:

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Encargos financeiros contabilizados no resultado	96.604	58.753	115.513	136.250
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(16.076)	(6.170)	(16.353)	(6.284)
Líquido	<u>80.528</u>	<u>52.583</u>	<u>99.160</u>	<u>129.966</u>

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

Obrigações vinculadas à concessão

As Contribuições de Consumidores referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

A Participação da União refere-se a verbas federais recebidas para execução de empreendimentos vinculados ao serviço público de energia elétrica.

As Doações e Subvenções referem-se a obras construídas por terceiros e doadas para a Companhia e suas controladas, com vistas à expansão do serviço público de energia elétrica.

17. DIFERIDO

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Varição cambial diferida	65.298	65.298	84.854	84.854
Amortização acumulada	(65.298)	(48.973)	(79.203)	(57.895)
Outros	233	233	4.583	4.816
Amortização acumulada	(233)	-	(4.583)	(1.012)
	-----	-----	-----	-----
	-	16.558	5.651	30.763
	=====	=====	=====	=====

Amparada na Medida Provisória nº 1.818/99, Deliberação CVM nº 294 de 26 de março de 1999 e Ofício Circular nº 205/99 - SFF/ANEEL, a Companhia e sua controlada em conjunto Investluz S.A. optaram por contabilizar no Ativo Diferido o resultado líquido negativo decorrente do ajuste dos valores em reais de obrigações e créditos efetuados em virtude da variação nas taxas de câmbio ocorrida no trimestre findo em 31.03.99. Adicionalmente, com base nas Deliberações CVM 404/01 e 409/01 e nos termos da Medida Provisória nº 3/01, a controlada em conjunto Investluz S.A., optou pelo diferimento das variações cambiais passivas líquidas ocorridas durante o exercício de 2001.

18. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Circulante				
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais Elétricas	100.597	171.375	100.597	171.375
Suprimento de energia elétrica - Companhia do São Francisco - Chesf	-	-	14.562	21.971
Suprimento energia elétrica - outros	26.534	11.968	29.075	14.031
Materiais	4.885	8.570	6.295	10.790
Serviços	38.383	37.993	42.925	45.828
Total	170.399	229.906	193.454	263.995
Exigível a longo prazo				
Suprimento de energia elétrica - Chesf	-	-	-	22.177
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais Elétricas - principalmente	83.996	52.899	107.015	52.899
Serviços	1.260	-	1.260	-
Total	85.256	52.899	108.275	75.076

A parcela de suprimento de energia elétrica de longo prazo se refere à energia livre a ser ressarcida às geradoras (Nota 6).

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Controladora:

	Taxa média anual de encargos, ajustados por "bridge" quando aplicável	Encargos Circulante		Principal			
				Circulante		Longo Prazo	
		2002	2001	2002	2001	2002	2001
		Moeda estrangeira					
ABN	CDI + 2,20%	2.470	-	32.211	-	-	-
Banco Itaú	CDI + 2,00%	1.373	228	75.963	41.523	-	-
Banco Safra	107% do CDI	-	22	-	15.898	-	-
BBV	CDI + 1,70%	4.593	183	80.522	37.915	-	-
Unibanco	CDI + 2,50%	-	2	-	5.728	-	-
Banco de Boston	105% do CDI	-	242	-	25.817	-	-
Caixa Federal de Depósitos	SRJ00-LIBOR + 0,68%	538	-	22.071	10.753	-	-
Centania	104,85% do CDI	4.395	-	88.332	-	-	-
Bradesco	CDI + 5%	218	-	20.010	-	-	-
Votorantim	112,4% do CDI	-	41	-	14.339	-	-
		-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total		12.287	739	518.609	151.931	-	-

Moeda Nacional	Taxa média anual de encargos	Principal					
		Encargos Circulante		Circulante		Longo Prazo	
		2002	2001	2002	2001	2002	2001
Banco Real	104% do CDI	-	20	-	11.285	-	-
BNDES	FIXTJLP + 10%	950	-	13.672	17.719	14.963	32.484
BNDES (Ativo Regulatório)	SELIC + 1%	4.298	-	-	-	222.231	-
Pennisul	115% do CDI	201	136	10.000	9.997	-	-
Bradesco	108,5% do CDI	-	324	-	22.532	-	-
Eletrobras	5%	297	6	4.776	1.284	18.657	4.734
Banco Alfa	CDI + 1,80%	1.146	297	14.330	30.600	-	-
Unibanco	CDI + 1,56%	500	-	19.537	-	-	-
BBV	105,4% do CDI	-	-	-	28.597	-	-
Banco de Boston	105% do CDI	-	-	-	16.096	-	-
Total		7.392	785	47.315	127.505	255.851	17.218
		20.779	1.504	585.924	279.436	255.851	57.238

Todos os empréstimos em moeda nacional estão garantidos por notas promissórias da Companhia, que poderão ser resgatadas através do faturamento aos consumidores. O empréstimo tomado junto ao Unibanco, tem como garantia, além das notas promissórias, uma aplicação de Certificado de Depósito Bancário - CDB, no montante de R\$10.000 e vencimento em novembro de 2005.

Consolidado:

	Taxa média anual de encargos, ajustados por "hedge" quando aplicável	Principal					
		Encargos Circulante		Circulante		Longo Prazo	
		2002	2001	2002	2001	2002	2001
		Moeda estrangeira					
Enersis Internacional		472	24.906	81.628	663.637		116.000
Banco do Brasil	(Libor trimestral + 1,3125% a 1,0755%) e (4,5% a 8%)	91	60	183	125	5.145	5.469
ABN	CDI + 2,20% e 11,00%	2.481	30	42.211	-	15.328	-
Banco Itaú	CDI + 2,00%	1.373	239	75.963	41.533	-	-
Banco Safra	187% CDI	-	22	-	15.878	-	-
BBV	CDI + 1,70% e 4,95%	5.482	571	105.766	32.174	-	-
Banco Unibanco	CDI + 2,50% e 3,30%	-	802	-	9.320	-	-
HSBC Bank	110%	867	-	25.641	-	-	-
Banco de Boston	105% CDI e 15,24%	465	1.055	7.110	26.725	-	-
Banco European de Investimentos - BSI	5,49%	1.766	-	-	-	64.359	-
Banco Santander	33%	2.348	-	15.446	-	-	-
Caixa Geral de Depósito	EURIBOR + Libor + 0,83%	538	-	22.079	10.723	-	-
Banco Votorantim	112,4% CDI	-	41	-	14.220	-	-
Unibank	104,85% CDI e 2,35%	6.193	600	88.332	7.185	-	-
Bank of America	13,45%	-	1.057	-	21.513	-	-
Bradesco	CDI + 5% e 9,15%	218	2.218	29.000	12.734	-	-
Total		20.236	31.621	474.661	878.882	90.524	121.469
	Taxa média anual de encargos	Encargos Circulante		Principal			
		Circulante		Longo Prazo			
		2002	2001	2002	2001	2002	2001
Moeda nacional:							
Banco do Brasil	10,028% e TJLP + 5%	157	-	1.444	1.148	14.836	36.014
Banco Real	104% CDI	-	-	-	11.283	-	-
BNDES	TRTJLP + 10% e TJLP + 5%	965	18	19.580	18.518	17.446	59.138
BNDES (Ativo Regulatório)	Selic + 1%	4.891	-	9.869	-	278.746	-
Banco do Estado do Ceará - BEC	TR + 7,02%	4	2	-	6	261	23.668
Banco do Nordeste	TJLP + 4%	1	2	75	230	215	23.737
Unibanco	TJLP + 2,55% e CDI + 2,56%	501	1	19.631	90	141	23.684
Banrisul	1,55% CDI	201	136	10.000	9.992	-	-
Bradesco	108,5% CDI	-	324	-	22.512	-	-
Banco de Boston	105% CDI	-	-	-	16.096	-	-
BBV	105,4 CDI	-	-	-	28.597	-	-
Banco Alfa	CDI + 2,80%	1.145	592	14.130	20.000	-	-
Eletrobras	5% e FINEI + 7,5% a 8,5% no RGR + 6% a 7%	320	69	10.003	1.459	43.193	37.556
Novas Promissórias	CDI + 4,8%	-	-	-	34.644	-	-
Outros		-	-	-	28	-	-
		9.165	1.139	34.852	59.625	355.306	203.797
		28.401	32.760	559.513	1.065.514	445.530	325.266

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo tem sua curva de amortização distribuída como segue:

	2002		2001	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
2003	-	-	7.443	35.926
2004	48.706	77.004	7.443	79.150
2005	33.744	77.795	7.443	59.937
2006	33.744	52.029	7.443	54.959
2007	33.373	48.580	7.446	28.782
2008	28.987	112.825	-	43.052
2009	28.986	28.986	-	23.460
Após 2009	48.311	48.311	-	-
	-----	-----	-----	-----
	255.851	445.530	37.218	325.266
	=====	=====	=====	=====

Variação de moedas/indexadores nos exercícios de 2002 e 2001:

Moeda/ Indexador	2002	2001
	Variação %	Variação %
US\$	52,27	18,67
IGP-M	25,31	10,37
FTNEI	5,06	2,07
TR	2,80	2,29
URTJLP	3,71	3,35
INPC	14,74	9,24
CDI	19,09	17,22

Os empréstimos com o Banco Europeu de Investimentos - BEI e a ANB Amro Bank foram contratados pela controlada indireta, COELCE, mediante o compromisso de manter certos índices financeiros, os quais foram adequadamente atendidos em 31 de dezembro de 2002.

A Companhia e sua Controlada em conjunto mantêm contratos de "swap" e "forward" para os empréstimos em moeda estrangeira, conforme detalhados na nota 34.

20. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos com partes relacionadas em 31 de dezembro de 2002 e 2001 são mostrados a seguir:

Controladora:

	2002			
	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Resultado
CERJ OVERSEAS Empréstimos e financiamentos	768.740	-	1.427.656	(447.939)
COELCE – Companhia Energética do Ceará Serviços prestados	422	-	-	-
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de Dívidas	-	-	4.760	(3.581)
Luz de Rio Encargos de Dívidas	-	-	16.553	(12.755)
Outras	227	958	-	4.274
Total	769.389	958	1.449.369	(459.991)

Consolidado

	2001				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Resultado
CERJ OVERSEAS Empréstimos e financiamentos	-	566.810	186.219	989.872	(79.021)
COELCE – Companhia Energética do Ceará Serviços prestados	422	-	-	-	-
Outras	168	-	264	-	-
Total de partes relacionadas	1.190	566.810	186.483	989.872	(79.021)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Devedores	-	-	1.180	57.450	(7.697)
Luz de Rio Devedores	-	-	4.198	204.970	(27.416)
Total de devedores	-	-	5.378	262.520	(35.113)

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

	2002			
	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Resultado
ENERGIS S.A. Serviços prestados a empréstimos	32	89	904.107	(473.232)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de dívidas	-	-	4.760	(3.581)
Luz de Rio Encargos de dívidas	-	-	16.953	(12.755)
Outras	185	1.915	44	4.274
Total	227	1.964	925.864	(485.294)
	=====	=====	=====	=====

	2001		
	Ativo Circulante	Passivo Circulante	Resultado
COELCE – Companhia Energética do Ceará Serviços prestados	422	-	-
Outras	768	299	-
Total de partes relacionadas	1.190	299	-
	=====	=====	=====
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Debêntures	-	1.180	(7.697)
Luz de Rio Debêntures	-	4.198	(27.418)
Total de debêntures	-	5.378	(35.113)
	=====	=====	=====

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

As transações com partes relacionadas foram contratadas em condições usuais de mercado, conforme abaixo discriminados:

CERJ Overseas Inc.

a) Transações Ativas

Empréstimos concedidos a CERJ Overseas, suportados em contratos de mútuo no montante de US\$206.887 mil a taxa de juros 6% a.a. mais Libor, com vencimento em 30 de dezembro de 2006.

b) Transações Passivas

Referente a repasse de financiamentos externos obtidos pela controlada, que estão suportados em contrato de mútuo a saber:

- US\$350.000 mil com juros de 11,2% a.a., pagos semestralmente, e com vencimento final em 6 de outubro de 2008.

No Consolidado encontra-se registrado na conta de empresas relacionadas, o saldo de US\$249.142 mil, relativo a US\$242.000 mil do empréstimo da controlada CERJ Overseas com a controladora Enersis S.A. e US\$7.142 mil com a controladora Enersis Agência, incidindo a taxa Libor mais 3,5% a.a. de juros com pagamentos semestrais.

O saldo de "Outras" demonstrado nos quadros acima está representado pelas seguintes empresas: Synapsis Brasil S.A., Enersis S.A. e Luz de Rio Ltda., principalmente, oriundos da prestação de serviços especializados, tais como: gerenciamento de software, administração e finanças, prestação de serviços de informática, relacionados diretamente às operações das Companhias.

21. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Provisão de férias	7.981	7.810	10.262	9.972
Imposto de renda e contribuição social a pagar	102.418	110.940	102.855	116.259
	<u>110.399</u>	<u>118.750</u>	<u>113.117</u>	<u>126.231</u>

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

22. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Controladora

Contingências	2002			2001		
	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios
	No Exercício	Acumulada		No Exercício	Acumulada	
Trabalhistas	14.215	122.992	37.651	11.997	102.557	24.733
Cíveis	54.723	114.398	15.780	(11.316)	59.673	-
Fiscais	116.721	209.378	49.136	62.023	92.628	22.420
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total	185.661	446.768	104.567	62.704	254.858	55.153
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Consolidado

Contingências	2002			2001		
	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios	Valor da Provisão		Depósitos vinculados a litígios
	No Exercício	Acumulada		No Exercício	Acumulada	
Trabalhistas	13.809	128.290	39.867	11.997	114.481	26.764
Cíveis	47.626	120.380	18.156	(11.316)	72.654	652
Fiscais	136.604	227.787	50.431	62.023	91.183	34.032
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total	198.039	476.357	108.454	62.704	278.318	61.448
	-----	-----	-----	-----	-----	-----

A Administração da Companhia e de suas controladas entendem que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião de nossos consultores legais foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

A Companhia possui processos de naturezas cível, trabalhista e fiscal em andamento num montante de R\$92.514 (R\$114.366 no consolidado), cuja probabilidade de perda foi estimada como possível e nenhuma provisão foi registrada nas demonstrações financeiras.

a) Contingências Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade, demissões sem justa causa, etc.

b) Contingências Cíveis

A situação jurídica das Companhias engloba processos de natureza cível, nos quais as Companhias são ré, sendo grande parte associada a pleitos de danos morais e materiais.

c) Contingências Fiscais

Os litígios fiscais de maior relevância são referentes a:

- Autos de Infração de ICMS, correspondentes a fiscalização ocorrida no período de jun/00 a jan/02, que foram contestados pela CERJ e estão em fase de julgamento pela Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro;
- Autos de Infração do INSS, emitidos basicamente por exigência de encargos previdenciários por responsabilidade solidária, sobre contratação de mão-de-obra, cujos autos foram impugnados e estão em julgamento pelo INSS.
- PIS - Foram efetuados depósitos judiciais dos montantes apurados no período de ago/96 a dez/2002, cujos valores estão contingenciados em nosso resultado. Outras contingências oriundas de interpretações das legislações fiscais e tributárias, estão igualmente contingenciadas.
- COFINS - Estão registradas em contingências fiscais os valores não recolhidos por divergências de interpretações nas legislações tributárias e fiscais.

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

23. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Circulante				
Consumidores	4.249	6.954	4.249	8.318
Taxa de iluminação pública	309	1.348	4.667	4.927
Eletrobrás - Juros do empréstimo compulsório	5.851	8.307	6.431	8.307
Encargos do consumidor	7.006	8.603	14.044	13.876
Projetos de extensão de redes	4.539	13.988	4.217	13.988
Participação dos empregados	-	-	1.719	-
Diversos	-	4.185	2.586	5.985
	21.954	43.384	37.913	55.401
Exigível a longo prazo				
CERJ Overseas - passivo a descoberto	211.804	142.383	-	-
FGTS/ Conta Empresa	1.060	1.060	1.060	1.060
Salário Educação	5.405	4.130	5.405	4.130
Imposto de Renda	2.960	2.960	2.960	2.960
Diversos	385	-	905	21
	221.614	150.533	10.330	8.171

24. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

	Controladora		Consolidado		
	2002		2002		
	Exigível a Longo Prazo	Total	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Total
Contribuições parceladas	-	-	2.281	17.106	19.387
Saldo negociado contribuições em atraso	123.136	123.136	1.907	123.136	125.043
Provisão conforme Deliberação CVM nº 371	173.664	173.664	-	179.598	179.598
Total	296.800	296.800	4.188	319.840	324.028

	Controladora		Consolidado		
	2001		2001		
	Exigível a Longo Prazo	Total	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Total
Contribuições parceladas	107	107	2.178	18.345	20.523
Saldo negociado					
contribuições em atraso	129.951	129.951	3.388	129.951	133.339
Provisão conforme					
Deliberação CVM nº 371	227.298	227.298	3.502	229.730	233.232
Total	357.356	357.356	9.068	378.026	387.094

a) Fundo de Pensão

A Companhia é patrocinadora da Fundação CERJ de Seguridade Social - Brasileiros, pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários aos empregados da Companhia. A Brasileiros adota o tipo de plano misto: "Plano de Benefício Definido" e "Contribuição Definida" para o cálculo e acumulação dos recursos necessários ao seu plano previdenciário. Cumpre citar que a Brasileiros oferece, ainda, o benefício de assistência médica aos seus participantes.

O Plano de suplementação de aposentadoria e pensão é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, objetivando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para formar as reservas necessárias para honrar os compromissos atuais e futuros.

Os métodos atuariais adotados para avaliação dos benefícios no Plano de Complementação de Aposentadoria (PCA) é o agregado, enquanto que para o Plano de Contribuição Definida (PCD), o método é o de capitalização individual.

Com base na lei 6.435 de 15 de julho de 1977, a patrocinadora e os participantes efetuam contribuições, conforme os seguintes critérios e percentuais, definidos no regulamento dos planos:

I) Plano de Complementação de Aposentadorias - (PCA)

Patrocinadora

5,39% da folha de salários, dos quais 1,28% são destinados à cobertura dos benefícios e 4,11% utilizados para cobertura das despesas administrativas.

A contribuição dos participantes ativos varia de 1,75% a 10% dependendo da faixa salarial.

Participantes Assistidos

A contribuição é definida anualmente com base no resultado do plano de custeio, que corresponde atualmente aos mesmos percentuais cumulativos vigentes para os participantes ativos.

II) Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida - (PACD)

Patrocinadora

Em percentuais da folha de salários dos participantes ativos, que com base na posição de 31/12/2002, correspondem em média a 4,37%.

Participantes Ativos

Em percentuais definidos no regulamento do plano limitado ao salário teto de contribuição do Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS sendo que, com base na população ativa de 31 de dezembro de 2002, o percentual médio apurado foi de 4,73%.

b) Obrigações com Benefício Pós-emprego

A Companhia optou por registrar os passivos atuariais conforme previsto na Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, diretamente no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001, líquido dos efeitos tributários correspondentes. Os ativos dos planos estão posicionados em 31 de dezembro de 2002, tendo sido considerada a base cadastral de 31 de agosto de 2002, conforme quadro abaixo:

	2002	2001
Participantes ativos	1.425	1.448
Participantes aposentados	1.904	1.878
Participantes falecidos	518	522
	=====	=====
	3.847	3.848
	=====	=====

O passivo atuarial apurado em 31 de dezembro de 2002 reflete o cálculo efetuado por atuário independente em conformidade com a resolução CVM nº 371.

A composição da obrigação atuarial, em 31 de dezembro de 2002, é como se segue:

<u>Conciliação dos ativos/passivos)</u>	<u>Planos de aposentadoria</u>	<u>Benefício Saúde para Aposentadoria</u>	<u>Total</u>
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	(414.970)	(38.416)	(453.386)
Valor justo dos ativos	<u>156.586</u>	<u>-</u>	<u>156.586</u>
Passivo atuarial reconhecido	<u>(258.384)</u>	<u>(38.416)</u>	<u>(296.800)</u>

Movimentação do passivo atuarial em 2002:

<u>Reconciliação</u>	<u>Planos de aposentadoria</u>	<u>Saúde para Aposentadoria</u>	<u>Total</u>
Passivo reconhecido no início do ano	(296.670)	(60.686)	(357.356)
Despesas de 2002	(40.972)	(7.604)	(48.576)
Contribuições anuais da CERJ	67.275	4.099	71.374
Ganhos atuariais reconhecidos	<u>11.983</u>	<u>25.775</u>	<u>37.758</u>
Passivo atuarial reconhecido	<u>(258.384)</u>	<u>(38.416)</u>	<u>(296.800)</u>

Movimentação do valor justo dos ativos dos Planos de Aposentadoria:

Valor justo dos ativos no início do ano	90.149
Rendimento real dos ativos	10.735
Contribuições pagas em 2002	67.617
Benefícios pagos em 2002	(34.924)
Ganho em 2002	<u>23.009</u>
Valor justo dos ativos do plano no final do ano	<u>156.586</u>

Despesa prevista para 2003:

Custo do serviço corrente	1.991
Custo dos juros	53.556
Retorno dos investimentos	(20.167)
Contribuição esperada dos participantes	<u>(123)</u>
Total	<u><u>35.257</u></u>

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo são:

- Taxa real anual de juros para desconto das obrigações e retorno esperado dos ativos do plano⁽¹⁾ 6%
- Projeção de crescimento real de salário⁽²⁾ 1%
- Projeção de crescimento real do maior salário do benefício do INSS⁽²⁾ 0%
- Projeção de crescimento real dos benefícios do Plano⁽²⁾ -1,5%
- Fator de determinação do valor real ao longo do tempo (salários e benefícios) 0,98
- Hipótese sobre rotatividade⁽²⁾ 3%
- Tábua de mortalidade geral⁽³⁾ UP-84
- Tábua de mortalidade de inválidos IAPB-57

Observações:

- (1) O indexador utilizado é o IGP-DI da Fundação Getúlio Vargas.
- (2) A rotatividade é aplicada na avaliação dos benefícios de PCA, sendo considerado que o participante, ao se desligar, optaria pelo recebimento de sua Reserva de Poupança, e na avaliação dos benefícios de Invalidez e Pensão por Morte de PACD.
- (3) A tábua UP-84, adaptada para refletir a mortalidade masculina (+1) e feminina (-4), foi agravada uniformemente ao longo das idades em um ano.
- (4) A idade de aposentadoria considerada na avaliação atuarial do PCA e PACD corresponde a primeira idade a partir da qual o Participante se torna elegível a um benefício integral pelo Plano.

c) Contribuições em Atraso

Foi assinado em 18 de novembro de 1996 com a Fundação CERJ de Seguridade Social - BRASILETROS, o contrato de Consolidação de Dívida, relativo às contribuições mensais da mantenedora não repassadas no período de agosto de 1987 a setembro de 1996, que acrescidas dos respectivos encargos totaliza R\$123.136 (R\$129.951 em 2001).

Esta dívida está sujeita à atualização monetária com base na variação mensal do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor), acrescida de 1% ao mês. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2002 deverá ser pago em 46 parcelas mensais até 31 de outubro de 2006.

d) Demonstrações Financeiras Consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas compreendem o passivo atuarial de responsabilidade da coligada indireta COELCE.

A COELCE é patrocinadora de fundo de pensão de benefício definido, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social - FASELCE, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal complementar os benefícios a que têm direito auferir, como segurados de previdência social e os empregados da COELCE.

Os mesmos procedimentos descritos acima em relação ao reconhecimento do passivo atuarial, foram também adotados pela COELCE.

25. CAPITAL SOCIAL

Em virtude da conversão de debêntures da Luz de Rio Ltda. e da Endesa S.A. em ações, ocorrida em 16 de julho de 2002 e da ampliação de capital da Companhia, subscrita pela Luz de Rio Ltda. e Enersis S.A., mediante a capitalização de um empréstimo, ocorrida em dezembro de 2002, o número total de ações ordinárias do capital social passou a ser de 2.895.563.869,685, que se encontram assim distribuídas:

	Número de ações ordinárias	
	31/12/2002	31/12/2001
Ações ao portador aguardando substituição por nominativas	2.965.307.400	3.023.004.400
Ações nominativas	<u>2.892.598.562.285</u>	<u>1.741.010.404.420</u>
Total	<u>2.895.563.869.685</u>	<u>1.744.025.408.820</u>

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

Com essas alterações, o capital social da Companhia passou a ser de R\$915.424 e a composição acionária ficou com a seguinte distribuição, em 31 de dezembro de 2002:

Acionista	% de participação no capital
EDP - Eletricidade de Portugal S.A.	11,27
Luz de Rio Ltda.	12,89
Endesa Internacional S.A.	10,05
Endesa Internacional Energia	3,19
Energis Agência	40,03
Chilectra Agência	19,62
Outros	2,95
TOTAL	100,00

De acordo com o estabelecido pelo estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

26. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é como segue:

Controladora

	Nº de consumidores (Não medido)		MWh (Não medido)		Valor	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001
Fornecimento saturado						
Residencial	1.557.778	1.511.991	2.745.138	2.817.916	805.240	757.146
Industrial	5.920	5.958	1.729.425	1.641.230	285.258	220.757
Comércio, serviços e outras	137.306	158.029	1.364.089	1.305.987	376.541	302.925
Povoal	38.280	26.840	198.080	189.172	27.711	22.922
Podet público	8.121	7.422	317.715	232.523	52.162	46.870
Terminação pública	225	203	224.689	257.669	42.381	35.044
Serviços públicos	774	745	257.439	257.506	40.751	32.080
	1.778.404	1.691.228	6.825.935	6.682.033	1.630.047	1.417.744
Suprimento	3	2	309.908	315.178	72.196	74.060
Fornecimento não saturado	-	-	-	-	22.964	1.404
Baixa tensão	-	-	-	-	13.761	-
Ativo regulatório	-	-	-	-	41.106	203.639
Outras receitas	-	-	-	-	19.624	18.726
ICMS	-	-	-	-	(358.629)	(301.270)
Cota para reserva global de receita	-	-	-	-	(20.237)	(10.565)
Encargo de Capacidade Emprazado	-	-	-	-	(30.994)	-
Cofins	-	-	-	-	(67.808)	-
PIS	-	-	-	-	(21.052)	(11.671)
Total	1.778.407	1.691.230	7.145.843	6.997.211	1.301.378	1.392.067

Consolidado:

	Nº de consumidores (Não audited)		MWh (Não audited)		Valor	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001
Fornecimento finalizado-						
Residencial	2.149.115	3.085.136	3.374.923	3.458.855	966.420	899.203
Industria	5.684	8.819	2.543.207	2.256.174	272.060	290.886
Comercio, serviços e outras	185.271	189.311	1.732.154	1.651.649	466.297	572.363
Rural	126.103	90.689	352.450	313.808	46.127	35.787
Poder público	16.779	15.802	410.225	317.988	73.563	62.945
Iluminação pública	320	286	329.970	349.528	38.672	46.334
Serviços públicos	1.169	1.073	330.652	311.667	51.039	40.400
	<u>2.510.432</u>	<u>2.589.416</u>	<u>8.873.512</u>	<u>8.657.069</u>	<u>2.028.202</u>	<u>1.748.442</u>
Suprimento	4	5	313.467	319.129	96.870	84.324
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	26.416	1.567
Baixa renda	-	-	-	-	23.733	-
Ativo regulatório	-	-	-	-	48.707	286.755
Outras receitas	-	-	-	-	25.347	22.138
ICMS	-	-	-	-	(443.323)	(376.115)
Cota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(25.406)	(14.163)
Energia de capacidade emergencial	-	-	-	-	(40.861)	-
Collins	-	-	-	-	(57.808)	-
PIS	-	-	-	-	(21.032)	(11.670)
Outras despesas e contribuições sobre a receita	-	-	-	-	(15.767)	(15.569)
Total	<u>2.510.436</u>	<u>2.589.419</u>	<u>9.186.979</u>	<u>8.976.198</u>	<u>1.658.055</u>	<u>1.719.763</u>

27. PARTICIPAÇÃO DE MINORITÁRIOS

A parcela de participação de minoritários apresentada no balanço consolidado representa a participação societária da CERJ na controlada em conjunto Investluz, que por sua vez participa na Companhia Energética do Ceará - COELCE com 56,59%. A participação dos minoritários é demonstrada como segue:

	2002	2001
Patrimônio líquido da COELCE em 31 de dezembro	1.170.659	1.203.686
Participação dos acionistas não controladores da COELCE	43,41%	43,41%
	<u>508.183</u>	<u>522.520</u>
Participação dos acionistas não controladores da COELCE		
Na reserva de ágio	(365.118)	(386.374)
Participação de minoritários apresentada no balanço consolidado	143.065	136.146
Participação da CERJ na Investluz	36,43%	36,43%
	<u>52.119</u>	<u>49.598</u>

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

A participação proporcional dos acionistas minoritários da COELCE no resultado consolidado relativo ao exercício findo em 31 de dezembro de 2002 atinge R\$13.177 (R\$18.278 em 2001).

28. DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora		Controladora	
	2002	2001	2002	2001
Despesas de pessoal:				
Remunerações	44.648	34.953	63.474	55.922
Encargos sociais	17.533	12.024	24.084	17.748
Benefícios	35.640	27.713	42.640	36.126
Outros	-	-	291	(261)
Transferência para Inatividade em curso	(17.924)	(3.140)	(23.615)	(9.935)
Total	79.897	71.530	106.874	99.600
Outras despesas operacionais:				
Doações, contribuições e subvenções	1.635	140	4.220	3.769
Pesquisa e desenvolvimento eficiência energética	2.886	2.542	6.340	6.552
Taxa de fiscalização ANEEL	2.180	2.691	5.162	7.241
Tributos	861	874	861	874
Encargos de uso rede elétrica	6.986	-	6.991	-
Custo do serviço prestado a terceiros	4.770	11.464	4.770	11.464
Despesas gerais	8.969	15.629	9.000	31.000
Total	28.285	32.340	37.344	60.800

29. RECEITAS (DESPESAS) NÃO OPERACIONAIS, LÍQUIDAS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Receitas não operacionais:				
Ganho na alienação de bens	280	2.245	971	2.297
Sobra no inventário de estoques	-	766	537	766
Outros	2.534	4.812	1.975	4.874
Total	2.814	7.823	3.483	7.937
Despesas não operacionais:				
Perda na alienação/descrição de bens, líquido	(2.650)	(2.567)	(4.244)	(5.065)
Perda no inventário de estoques	-	(174)	(1.075)	(174)
Outros	1.449	(9.364)	270	(10.875)
Total	(1.201)	(12.106)	(5.049)	(16.114)
Total	1.613	(4.283)	(1.566)	(8.177)

30. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

A controlada indireta COELCE implantou o programa de participação dos empregados nos resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo no 189 da Lei 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecido com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2002 foi de R\$1.438 (R\$1.043 em 2001).

31. SEGUROS

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por um montante global de R\$2.281.681 (R\$1.498.174 em 2001), tendo um prêmio total de R\$1.423 (R\$5.562 em 2001). A especificação por modalidade de risco e data de vigência está demonstrada a seguir:

Risco	Vigência	Controladora	
		Valor segurado	
		2002	2001
Danos materiais	31.12.2002 a 31.12.2003	691.696	454.174
Lucros cessantes	31.12.2002 a 31.12.2003	1.589.985	1.044.000
		<u>2.281.681</u>	<u>1.498.174</u>

32. REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Os honorários dos administradores foram fixados pela Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2002 no montante global anual de R\$7.513 (R\$4.109 em 2001), os quais foram apropriados na demonstração do resultado, na rubrica de pessoal e administradores durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001, respectivamente.

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

33. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pela alíquota fiscal, com os valores constantes da demonstração do resultado é demonstrado como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(417.718)	(104.267)	(403.684)	(87.278)
Efeitos fiscais à alíquota nominal (34%)	142.024	35.449	137.253	29.675
Efeito da reavaliação de ativos intangíveis	-	8.215	-	8.215
Imposto de renda sobre JDA	-	(1.988)	-	(1.988)
Equivalência patrimonial	(32.144)	(22.072)	(32.144)	(22.072)
Compensação prejuízo fiscal	-	18.156	-	18.156
Compensação base negativa	-	6.176	-	6.176
Reversão de IR/CS sobre reserva de reavaliação em razão de prejuízos	(11.870)	12.171	(11.870)	12.171
Depreciação Lei 8.200	(943)	(943)	(943)	(943)
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social sobre o lucro não incluído na base de cálculo do imposto de renda e contribuição social, alterados	(60.352)	-	(71.971)	-
Participação dos empregados	-	-	(483)	(354)
Jacante cultural de Fundo da Criança	-	-	-	(192)
PAT	-	750	-	794
Outros	(4.014)	158	4.953	(2.612)
Imposto de renda e contribuição social	31.701	56.071	23.790	47.025

34. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A CVM, por meio da Instrução nº 235, de 23 de março de 1995, estabeleceu a divulgação, em nota explicativa às demonstrações financeiras, do valor de mercado dos instrumentos financeiros, reconhecidos ou não nas demonstrações financeiras.

O negócio da Companhia e suas controladas compreende a distribuição de energia para os consumidores de suas áreas de concessão, portanto, os instrumentos financeiros significativos estão relacionados às seguintes transações:

- Os saldos de contas a receber e a pagar a longo prazo estão relacionados à recomposição tarifária extraordinária e, portanto, não estão sujeitos a ajuste a valor de mercado.
- Aplicações em fundos de curto prazo e/ou aplicações de renda fixa, se aproximam do valor de mercado.
- Os empréstimos da Companhia e suas controladas concentrados no curto prazo, para atendimento de seu capital de giro, aproximam-se de valor de mercado na data de balanço. Para os empréstimos de longo prazo, por se tratarem, em sua maioria, de fontes de financiamentos específicas, o valor de mercado não foi calculado de forma a obter o valor de negociação a taxas vigentes no mercado para contratos em condições e prazos similares. A Companhia adota a prática de celebrar contratos de "swap" e "forward" junto a instituições financeiras, a fim de reduzir os riscos de taxa de câmbio e de taxa de juros, conforme comentado a seguir.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim enumerados:

a) Risco de Taxa de Câmbio

Esse risco decorre da possibilidade das Companhias 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.

Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia celebra contratos de "swap" e "forward" junto a instituições financeiras (Nota 19). Os ganhos ou perdas dessas operações estão registrados na demonstração do resultado.

Em 31 de dezembro de 2002, a Companhia possui contabilizado no ativo circulante – Contas a Receber de Operações com Derivativos o montante líquido de R\$137.232, referente aos ganhos não realizados com contratos de "swap" e "forward", resultante dos efeitos das variações entre taxas de câmbio efetiva e contratada, conforme demonstrado abaixo:

Tipo de derivativo	Valor do contrato em milhões de US\$	Prazo de vencimento	Descrição	Saldo a receber (a pagar)
Swap	2,59	1º trim/03	Dólar / CDI	1.162
Swap	2,47	1º trim/03	Dólar / CDI	1.201
Swap	4,25	1º trim/03	Dólar / CDI	2.158
Forward	10,00	1º trim/03	Dólar	(1.565)
Forward	10,00	2º trim/03	Dólar	(2.689)
Forward	10,00	2º trim/03	Dólar	(1.597)
Forward	10,00	3º trim/03	Dólar	(341)
Forward	10,00	1º trim/03	Dólar	(1.203)
Swap	5,61	1º trim/03	Dólar / CDI	237
Swap	17,03	2º trim/03	Dólar / CDI	13.317
Swap	5,66	1º trim/03	Dólar / CDI	46
Swap	25,00	1º trim/03	Dólar / CDI	21.620
Swap	25,00	1º trim/04	Dólar / CDI	1.869
Swap	25,00	1º trim/04	Dólar / CDI	2.127
Swap	15,00	1º trim/04	Dólar / CDI	3.304
Swap	28,00	1º trim/04	Dólar / CDI	3.240
Swap	1,79	1º trim/03	Dólar	2.028
Swap	1,71	3º trim/03	Dólar	1.965
Swap	1,70	1º trim/04	Dólar	1.957
Swap	41,93	5º trim/04	Dólar	35.533
Swap	6,04	2º trim/05	Dólar / CDI	5.272
Swap	14,16	2º trim/05	Dólar / CDI	12.370
Swap	1,50	3º trim/03	Dólar / CDI	378
Forward	25,00	2º trim/03	Dólar	16.850
Forward	10,00	2º trim/03	Dólar	(622)
Forward	30,00	1º trim/03	Dólar	16.614
Forward	11,00	2º trim/03	Dólar	5.826
				137.232

O saldo consolidado de Contas a Receber de operações com derivativos compreende o ganho auferido nessas transações pela controlada em conjunto e coligada indireta da Companhia no valor de R\$26.040.

b) Risco de Taxa de Juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de as Companhias 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 mercado.

Outro risco que as Companhias enfrentam é a não-correlação entre os índices de atualização monetária de suas dívidas e das contas a receber. Os reajustes de tarifas de energia elétrica não necessariamente acompanham os aumentos nas taxas de juros locais que afetam as dívidas das Companhias.

c) Risco de Crédito

O risco surge da possibilidade de as Companhias virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Para reduzir esse tipo de risco, as Companhias têm o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração das Companhias, para cobrir possíveis riscos de realização das contas a receber (Nota 6).

d) Valor de Mercado

Nas considerações efetuadas pelas Companhias, foram adotados valores de mercado de acordo com condições verificadas no mercado em 31 de dezembro de 2002, para transações financeiras com condições similares.

O valor de mercado dos contratos de "Swap" e "Forward" em 31 de dezembro de 2002, os quais estão relacionados aos contratos de empréstimos em moeda estrangeira (Nota 19), é a seguinte :

Derivativo	2002	
	Valor Contábil	Valor de Mercado
Forward	31.468	39.790
Swap	105.764	102.901
Total	137.232	142.691

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

Anexo I
(em milhares de reais)

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO POR ATIVIDADE PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E 2001
(Em milhares de reais)

	2002			2001		
	Geração	Distribuição	Comercialização	Perdas Vinculadas	Total	Distribuição
						Perdas Vinculadas
RECEITA OPERACIONAL BRUTA						
Concessão, concessões e permissões de uso	-	-	1.651.019	-	1.651.019	-
Receita tarifa	-	-	11.764	-	11.764	-
Alíquo regulatório	-	-	41.106	-	41.106	-
Suprimento de energia elétrica	-	-	74.196	-	74.196	-
Outros receitas	-	-	3.770	-	3.770	-
	-	-	1.780.855	-	1.780.855	-
Despesas financeiras operacionais	-	-	(443.449)	-	(443.449)	-
Impostos e contribuições sobre a receita	-	-	(20.371)	-	(20.371)	-
Quota para reserva global de receita	-	-	(39.429)	-	(39.429)	-
Encargos de capacidade emergencial	-	-	(478.003)	-	(478.003)	-
	-	-	(537.849)	-	(537.849)	-
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	-	-	1.243.006	-	1.243.006	-
Despesas operacionais						
Despesas administrativas	(1.578)	(71.948)	(113)	-	(73.639)	(71.948)
Manutenção	(94)	(1.431)	-	-	(1.525)	(1,431)
Serviços de terceiros	(5.259)	(103.951)	(231)	-	(109.441)	(103,951)
Comercialização - operações com energia elétrica:						
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(659.110)	-	(659.110)	-
Participação em concessões, permissões e autorizações	-	-	-	-	-	-
Quota para a unidade de custeio de desenvolvimento	(15.149)	(63.675)	(7.965)	-	(86,790)	(63,675)
Impostos e contribuições	-	(86.401)	-	-	(86,401)	-
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(18,362)	-	-	(18,362)	-
Outros	(4.889)	(142,812)	(36,476)	-	(184,177)	(142,812)
	(23,999)	(242,248)	(704,419)	-	(970,766)	(242,248)
LAUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DA PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA	(25,577)	(516,611)	601,322	-	69,134	(516,611)
Resultado financeiro	3.036	41.518	89.035	(48,340)	146,249	41,518
Resultado de participação societária	-	-	-	(97,482)	(97,482)	-
Resultado operacional	(22,541)	(475,093)	681,332	(146,222)	141,976	(475,093)
Resultado não operacional	(1,188)	2,264	537	-	1,613	2,264
Lucro (Prejuízo) Antes da Distribuição Social, Imposto de Renda, Contribuições e Reserva dos Fundos Sobre o Capital Próprio	(23,729)	(472,829)	681,869	(146,222)	143,594	(472,829)
Contribuição social	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda	-	31,701	-	-	31,701	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	-	-
LAUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	(23,729)	(441,128)	681,869	(146,222)	143,594	(441,128)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

***Companhia de Eletricidade
do Rio de Janeiro - CERJ e
Controladas***

*Demonstrações Financeiras
dos Exercícios Findos em
31 de Dezembro de 2003 e de 2002 e
Parecer dos Auditores Independentes*

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Pres. Wilson, 211
8º e 22º andares
20030-021 - São de Janeiro - RJ
Brasil

Tel: +55 (21) 3961-0500
Fax: +55 (21) 3961-0600
www.deloitte.com.br

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao
Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ;
Rio de Janeiro – RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial individual (controladora) e consolidado da COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2003 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.
2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das transações e o sistema contábil e de controles internos das Companhias; (b) a constituição, 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 das Companhias, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no parágrafo (1) representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ e de sua controlada e controlada em conjunto em 31 de dezembro de 2003, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Conforme detalhado na nota explicativa nº 6 (c) às demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2003, a Companhia e sua controlada em conjunto têm registrados, no ativo, valores a receber no montante de R\$5.591 mil, na controladora, (R\$16.177 mil no consolidado), relativos a transações de venda de energia realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, com base em cálculos preparados e divulgados pelo MAE e/ou em estimativa preparada pela Administração quando da falta de disponibilização dessas informações. Desse montante, R\$3.834 mil, na controladora, (R\$9.794 mil no consolidado) referem-se à venda de energia a concessionárias ou permissionárias que têm limitares para suspensão de pagamento das operações. A liquidação financeira desses valores depende de decisão de processos judiciais em andamento, movidos por empresas do setor e relativos à interpretação das regras do mercado em vigor, e os valores podem estar sujeitos a modificação. Adicionalmente, a liquidação definitiva depende, ainda, da capacidade financeira das empresas do setor em honrar seus compromissos.

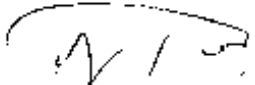
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ

2

5. Examinamos as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2002, apresentadas para fins de comparação e nosso parecer, datado de 17 de janeiro de 2003 (exceto quanto à nota 7 àquelas demonstrações financeiras, cuja data é 24 de janeiro de 2003) continha ressalva decorrente do diferimento de variações cambiais passivas líquidas, incorridas no primeiro trimestre de 1999, pela Companhia e sua controlada em conjunto Investluz S.A. e parágrafo de ênfase com respeito ao assunto mencionado no parágrafo 4.

Rio de Janeiro, 17 de janeiro de 2004 (Exceto ao que se refere ao assunto descrito na nota explicativa nº 41 letra b, cuja data é 19 de março de 2004).

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC-SP 011609/O-S-RJ



José Carlos Monteiro
Contador
CRC-SP 100597/O-S-RJ

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS
DOS EXERCÍCIOS FINISOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002
(Em milhares de reais, exceto o prejuízo do exercício por lote de mil ações)

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
RECEITA OPERACIONAL:				
Fornecimento de energia elétrica:				
Consumidores, concessionários e produtores	2.747.176	1.631.311	2.754.833	2.054.615
Baixa renda	46.379	13.761	79.141	21.335
Ano regular	(90.612)	41.109	(106.511)	48.797
Suprimento de energia elétrica	23.221	72.196	34.562	96.878
Receita de uso de rede	4.155	-	4.690	329
Outras receitas	22.847	19.621	26.953	79.118
	<u>2.271.596</u>	<u>1.799.698</u>	<u>2.793.668</u>	<u>2.249.235</u>
Deduições à receita operacional:				
Impostos e contribuições sobre a receita	(663.336)	(447.489)	(778.964)	(547.950)
Quota para reserva global de reversão	(25.217)	(26.237)	(30.671)	(25.402)
Encargos de capacidade emergencial	(54.967)	(30.584)	(70.644)	(46.861)
	<u>(743.520)</u>	<u>(499.320)</u>	<u>(880.249)</u>	<u>(614.220)</u>
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	<u>1.528.076</u>	<u>1.300.378</u>	<u>1.913.419</u>	<u>1.635.055</u>
DESPESAS OPERACIONAIS				
Pessoal	(67.306)	(79.897)	(117.427)	(136.874)
Matéria	(11.262)	(11.599)	(3.458)	(3.845)
Serviços de terceiros	(236.607)	(112.424)	(155.803)	(141.775)
Comercialização - operações com energia elétrica:				
Energia elétrica comprada para revenda	(935.110)	(658.316)	(1.197.429)	(793.955)
Quota para a venda de consumo de combustível	(48.588)	(97.675)	(55.177)	(81.266)
Depreciação e amortização	(110.684)	(139.507)	(156.211)	(139.749)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(17.500)	(48.362)	(18.998)	(69.178)
Provisão para contingências	(281.377)	(155.411)	(207.114)	(166.566)
Outras despesas operacionais	(41.586)	(28.283)	(19.584)	(37.314)
	<u>(1.554.520)</u>	<u>(1.262.576)</u>	<u>(1.881.583)</u>	<u>(1,351,521)</u>
RESULTADO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	<u>(15.954)</u>	<u>37.802</u>	<u>21.866</u>	<u>80.593</u>
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS				
Renda de aplicações financeiras	2.287	1.706	18.287	2.710
Atualizações monetárias e acréscimo monetário energia vendida	113.791	26.098	97.589	59.875
Encargos de dívidas	(63.257)	(80,528)	(94.379)	(99.160)
Variações monetárias e cambiais	162.380	(641.465)	164.364	(745.819)
Desagio na negociação de notas promissórias	-	-	-	(6.767)
Juros sobre o capital próprio	-	-	(8.381)	(8.492)
Ganho (perda) líquido em operações com derivativos	(298.702)	373.179	(298.702)	325.172
Encargos financeiros de obrigações com empresas relacionadas	(13.966)	(16.356)	11.166	(26,135)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(8.662)	26.762	8.263	14.158
	<u>(266.210)</u>	<u>(360.651)</u>	<u>(2,9,871)</u>	<u>(482.621)</u>
RESULTADO DA PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA				
Equivalência patrimonial	17.474	(25,062)	-	-
(Provisão) Reversão de provisão para passivo a descoberto	(63,882)	(99,453)	-	-
	<u>28,356</u>	<u>(97,482)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
RESULTADO OPERACIONAL	<u>(20,1828)</u>	<u>(419,351)</u>	<u>(187,965)</u>	<u>(662,118)</u>
RECEITAS (DESPESAS) NÃO OPERACIONAIS	<u>14,974</u>	<u>1,613</u>	<u>14,974</u>	<u>(1,566)</u>
PREJUÍZO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL, IMPOSTO DE RENDA, PARTICIPAÇÕES E REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	<u>(188,854)</u>	<u>(417,738)</u>	<u>(172,989)</u>	<u>(663,684)</u>
Contribuição social	-	-	(3,037)	(1,321)
Imposto de renda	-	-	(9,729)	-
Constituição de imposto de renda e contribuição social diferidas	119,475	31,761	15,131	23,971
PREJUÍZO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES E DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	<u>(79,379)</u>	<u>(385,977)</u>	<u>(160,621)</u>	<u>(679,034)</u>
Participação dos empregados	-	-	(1,675)	(1,438)
Reversão dos juros sobre o capital próprio	-	-	8,381	8,492
Participação do sócio	-	-	(14,461)	(13,177)
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	<u>(79,379)</u>	<u>(385,977)</u>	<u>(160,621)</u>	<u>(679,034)</u>
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO POR LOTE DE MIL AÇÕES - R\$	<u>(0,026)</u>	<u>(0,13)</u>	<u>(0,026)</u>	<u>(0,13)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA CONTROLADORA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002**
(em milhares de reais)

	Reservas de capital					
	Capital social realizado	Ágio na emissão de ações	Remuneração de bens e direitos com capital próprio	Reserva de reavaliação	Prejuízos acumulados	Total
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001	284.587	626	20.946	21.572	127.681	186.932
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	(246.908)	-
Aumento de capital (conversão de debêntures)	260.837	-	-	-	23.042	260.837
Aumento de capital (capitalização de empréstimo)	370.000	-	-	-	-	370.000
Ágio na conversão de debêntures em ações	-	1.682	-	1.682	-	1.682
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	(386.017)	(386.017)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002	915.424	2.308	20.946	23.254	104.639	433.434
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	(8.067)	-
Ajuste de impostos sobre a reserva de reavaliação	-	-	-	-	(5.588)	(5.588)
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	(75.376)	(75.376)
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003	915.424	2.308	20.946	23.254	90.984	352.470

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

cerj

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CTRJ

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
DOS EXERCÍCIOS FINAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002
(Em milhares de reais)

	Controladora		Controlada	
	2003	2002	2003	2002
ORIGENS				
Das operações				
Patrimônio líquido do exercício	(35.496)	(386.917)	(75.376)	(386.917)
Despesas (Receitas) que não afetam o capital circulante:				
Despesa com amortização	113.681	109.987	166.241	159.719
Variação monetária e cambial de longo prazo	(38.961)	344.943	(88.211)	430.932
Provisão para contingências	201.177	135.411	207.114	166.546
Resultado da participação societária	(78.356)	97.487	-	-
Juros líquidos provisionados no longo prazo/permanente	128.948	131.162	88.779	145.687
Recuperação tarifária de longo prazo	(13.379)	(69.838)	(24.396)	(106.246)
Amortização do deságio das notas promissórias	-	-	-	6.767
Custo líquido dos bens oriundos do ativo imobilizado	-	-	1.972	1.911
Custo de energia livre	-	-	3.119	812
Emprego de renda e contribuição social diferidas	(115.478)	(31.761)	(118.151)	(23.793)
Atualização do saldo anual (Dedução 371)	(3.144)	(53.687)	(3.144)	(53.682)
Amortização do impacto cambial (1999)	-	16.538	-	16.538
Participação de minoritários	-	-	14.161	13.177
Outras	-	573	(137)	583
	<u>113.538</u>	<u>214.526</u>	<u>129.771</u>	<u>373.054</u>
De transações				
Obrigações vinculadas à concessão	24.693	22.470	53.158	32.452
Transferência de US de crédito livre para o ativo circulante	-	28.182	-	28.182
Transferência de passivo circulante para longo prazo	(274)	335.212	(274)	949.562
Transferência de ativos de longo prazo para o circulante	20.282	-	83.983	100.344
Aumento de fornecedores a longo prazo	320	32.337	320	32.337
Redução do passivo a longo prazo	32.258	81.408	30.318	-
Dividendos recebidos da controlada	-	11.899	-	-
Empréstimos obtidos	40.123	279.202	45.484	563.196
Redução do capital de terceiros	-	3.616	-	-
Procedimento especial - Lei 10.684	45.213	-	45.213	-
Receita recebida antecipadamente	-	-	31.037	-
Outras	-	5.906	-	6.386
Total das origens	<u>268.294</u>	<u>983.912</u>	<u>421.056</u>	<u>2.073.723</u>
APLICAÇÕES				
Depósito judicial	22.218	46.434	22.218	47.096
Na realização a longo prazo	52.291	62.823	57.156	82.095
No diferido	-	-	183	3.196
No imobilizado	176.991	177.780	225.915	239.589
Transferência do lucro e reserwa para longo prazo	-	-	-	186.785
Transferência do exigível a longo prazo para o circulante	51.442	19.447	76.188	161.931
Redução do crédito a longo prazo	231.854	184.424	258.364	282.079
Resgate de ações	-	-	5.980	5.883
Juros sobre capital próprio e devidos	-	-	14.747	-
Outras Aplicações	21.621	14.621	21.786	4.628
Total das aplicações	<u>558.117</u>	<u>596.539</u>	<u>681.527</u>	<u>1.913.107</u>
(AUMENTO) (REDUÇÃO) DA INSUFICIÊNCIA DO CAPITAL CIRCULANTE	<u>(262.823)</u>	<u>477.373</u>	<u>(260.471)</u>	<u>1.062.621</u>
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO NA INSUFICIÊNCIA DO CAPITAL CIRCULANTE				
ATIVO CIRCULANTE				
No início do exercício	819.561	401.60	1.064.008	623.543
No fim do exercício	<u>791.874</u>	<u>819.351</u>	<u>952.730</u>	<u>1.684.508</u>
	<u>(187.687)</u>	<u>417.751</u>	<u>(112.179)</u>	<u>1.060.965</u>
PASSIVO CIRCULANTE				
No início do exercício	876.614	1.095.667	1.150.784	1.732.036
No fim do exercício	<u>1.051.491</u>	<u>876.633</u>	<u>1.279.082</u>	<u>1.159.784</u>
	<u>175.359</u>	<u>(219.034)</u>	<u>128.298</u>	<u>(572.252)</u>
(AUMENTO) (REDUÇÃO) DA INSUFICIÊNCIA DO CAPITAL CIRCULANTE	<u>(262.823)</u>	<u>477.373</u>	<u>(260.471)</u>	<u>1.062.621</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002

(Em milhares de reais, exceto quando mencionado em contrário)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica.

A Companhia tem por objetivo explorar os sistemas de geração, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica, participar de pesquisas vinculadas ao setor energético e participar de outras empresas do setor elétrico, no Brasil e no exterior.

Em 20 de novembro de 1996, através de leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, o Consórcio formado pelas empresas estrangeiras Sociedade Panameña de Eletricidad, Empresa Eléctrica de Panamá S.A., EDP - Eletricidade de Portugal e Indesa Desarrollo S.A., adquiriu o controle acionário da CERJ, configurando o retorno à origem privada da empresa.

Em 9 de dezembro de 1996, foi assinado junto ao Poder Concedente o Contrato de Concessão nº 005/96, com prazo de 30 anos, expirando-se em dezembro de 2026. Nesse contrato foram definidas as áreas de distribuição de energia a serem atendidas pela Companhia bem como as Usinas de aproveitamento de potencial hidráulico de geração de energia.

A Companhia encontra-se redefinindo sua estrutura de capital, processo este que provavelmente compreenderá a capitalização de dívidas com partes relacionadas, obtenção de recursos para capital de giro e mudança no perfil do endividamento financeiro para longo prazo a um custo mais razoável.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com as normas específicas, emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Informações adicionais estão sendo apresentadas, em notas explicativas, em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.183/2003-SIT/ANEEL, de 23 de dezembro de 2003, Ofício Circular nº 267/2004-SIT/ANEEL, de 16 de fevereiro de 2004 e Ofício CVM/SNC/SEP nº 01/2004, de 19 de janeiro de 2004.

Através da Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, foi instituído o Manual de Contabilidade do Serviço de Energia Elétrica, cujas normas ditadas através do Plano de Contas, Instruções Contábeis e do Roteiro de Divulgação de Informações Econômicas e Financeiras, estão sendo aplicadas compulsoriamente pelas concessionárias e permissionárias desde 1º de janeiro de 2002.

3. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações financeiras são as seguintes:

a) Aplicações financeiras

São registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço, não excedendo o valor de mercado.

b) Consumidores, concessionários e permissionários

Referem-se a créditos de fornecimento de energia faturada, não faturada e energia comercializada no âmbito do Mercado Atacadista de Energia - MAE até as datas dos balanços, contabilizados pelo regime de competência. De acordo com o estabelecido pela Resolução nº 72 da ANEEL, de 7 de fevereiro de 2002, foi registrado nessa conta o valor referente à recomposição tarifária extraordinária definida pela Medida Provisória nº 14 (posteriormente transformada na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002) e pela Resolução nº 91, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCEL, ambas de 21 de dezembro de 2001.

c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Calculada com base nos critérios determinados pela Ancel, em valor julgado pela Administração da Companhia como suficiente para atender às perdas prováveis na realização dos créditos.

d) Estoques

Os materiais em estoques, de operação e manutenção, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a projetos, contabilizados no imobilizado estão avaliados ao custo médio de aquisição e são ajustados por provisão para perda, quando aplicável.

e) Despesas antecipadas

São compostas por valores efetivamente desembolsados e ainda não incorridos e incluem a Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA e respectivos encargos, que serão apropriados ao resultado à medida em que a receita correspondente for faturada aos consumidores, segundo rege a Portaria 296 ANEEL, de 25 de outubro de 2001 e Resoluções Complementares (vide nota 13).

f) Investimentos

As participações societárias permanentes em sociedade controlada e controlada em conjunto encontram-se avaliadas pelo método de equivalência patrimonial. Os demais investimentos estão registrados ao custo, ajustado ao preço de mercado através de provisão para perdas em investimentos, quando aplicável.

g) Imobilizado

Lista composto pelo custo de aquisição e/ou construção, deduzido da depreciação acumulada e ajustado por reavaliação periódica nos termos da Deliberação da CVM nº 288/98, com base em laudos emitidos por peritos avaliadores independentes. A depreciação é calculada pelo método linear em conformidade com as taxas de depreciação determinadas pela ANEEL.

Em função do disposto nas instruções gerais nº 35 e nº 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, os juros e demais encargos financeiros relativamente aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados nesse subgrupo como custo.

O mesmo procedimento foi adotado, até 31 de dezembro de 2001, 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. A partir de 1º de janeiro de 2002, a Companhia vem cumprindo a determinação da ANEEL de não proceder a capitalização dos juros sobre obras em andamento (JOA) calculados sobre o capital próprio a crédito do patrimônio líquido.

Adicionalmente, parte dos gastos da administração central é apropriada às imobilizações em curso, mediante rateio, em até 10% dos gastos diretos com pessoal e mão-de-obra de terceiros.

h) Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

São calculados e registrados com base nas alíquotas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras de acordo com o regime de competência. Os impostos diferidos atribuíveis a diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social são registrados no ativo e ajustados ao seu valor provável de recuperação com base nas projeções de resultados fiscais suficientes para a utilização daqueles ativos.

i) Obrigações com benefícios pós-emprego

Passivo atuarial relativo a plano de previdência complementar dos empregados, registrado com base em avaliação efetuada por atuário independente. Conforme facultado pela Deliberação nº 371 da CVM, de 13 de dezembro de 2000, que estabeleceu as normas para benefícios a empregados, a Companhia, sua controlada e controlada em conjunto optaram, em 31 de dezembro de 2001, por constituir a provisão relativa aos ajustes necessários definido por esta deliberação CVM, a débito de Lucros Acumulados. A partir do exercício social de 2002, esses ajustes estão sendo reconhecidos no resultado de cada exercício.

j) Obrigações vinculadas à concessão

Referem-se aos recursos de participação financeira dos consumidores e da União e de doações e subvenções para investimentos, aplicados na expansão do serviço público de energia elétrica. Estas obrigações são apresentadas nas demonstrações financeiras como redução do ativo imobilizado.

k) Atualizações monetárias de direitos e obrigações

Os direitos e obrigações sujeitos a variação monetária e cambial, por força contratual ou dispositivo legal, estão atualizados até a data do balanço. Os passivos em moeda estrangeira são convertidos para reais em função da taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central.

l) Estimativas

A preparação de demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia e de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações financeiras. 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 financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Recuperação da recomposição tarifária extraordinária no prazo estabelecido por Resolução da ANEEL;
- Provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Provisão para contingências e planos de aposentadoria e pensão;
- Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos;
- Comercialização de energia no âmbito do MLE.

m) Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício.

As receitas de todos os serviços prestados são reconhecidas quando auferidas. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores é efetuado mensalmente de acordo com o calendário de leitura do consumo. A receita não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do mês, é estimada e reconhecida como receita no mês em que a energia foi consumida.

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas de acordo com os critérios técnicos de consolidação, previstos na Instrução CVM nº 247/96 e incluem as demonstrações financeiras da controlada integral CERJ Overseas Inc. e as demonstrações financeiras da controlada em conjunto Investluz S.A., consolidadas com base na proporção de participação da Companhia.

As participações no capital votante e total da controlada integral CERJ Overseas Inc. e da controlada em conjunto Investluz S.A. em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 são, 100% e 36,43%, respectivamente.

A Investluz tem por objeto social a participação em empresa dedicada a distribuição e geração de energia elétrica e possui 56,59% das ações do capital da Companhia Energética do Ceará - COELCE.

A Companhia elaborou demonstrações financeiras consolidadas com sua controlada integral e controlada em conjunto, nas quais foram utilizados os seguintes procedimentos de consolidação:

- Eliminação dos saldos das contas de ativo e passivo;
- Eliminação das participações no capital, reservas e lucros (prejuízos) acumulados;
- Eliminação dos saldos de receitas e despesas, bem como de resultados não realizados, decorrentes de negócios entre as empresas consolidadas;
- Destaque do valor da participação dos acionistas minoritários nas demonstrações financeiras consolidadas.

5. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos com aplicações financeiras em 31 de dezembro se referem a fundos de renda fixa e estão vinculados às seguintes instituições:

Instituição	Controlada		Consolidada	
	2003	2002	2003	2002
Bank Boston - Banco Multiple S.A.	241	-	241	-
Banco Bradesco S.A.	4.056	-	4.054	1.917
Banco do Brasil S.A.	-	-	6.149	599
Unibanco - Uniao de Bancos Brasileiros S.A.	-	10.246	-	14.051
Banco Bilbao Vitoria Argentina Brasil S.A.	-	-	-	1.597
HSBC - Bank Brasil S.A. - Banco Multiple	-	-	15.092	1.927
Banco Votorantim S.A.	-	-	-	1.087
Banco Santander Brasil S.A.	-	-	6.009	556
ITIC Finance	-	-	1.161	-
Banco Safra	-	-	2.936	-
Banco Unib	-	-	12	-
Par.Americano - Administradora de Cartões S.A.	561	241	561	441
Banco Chase Manhattan S.A.	-	-	-	32.860
Banco do Estado do Ceará S.A.	-	-	5.652	154
	<u>4.858</u>	<u>10.537</u>	<u>45.361</u>	<u>50.794</u>

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIOS E PERMISSIONÁRIOS

Circulante	Controladora				
	Saldos			Liq.	
	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias		
				2022	2021
Classe de consumidores					
Residencial	27.043	30.318	158.339	256.202	263.937
Industrial	33.636	3.197	23.147	59.925	56.732
Comercial	26.585	13.931	33.225	67.895	62.667
Mistal	1.616	1.499	11.468	14.583	11.941
Pública pública	2.619	11.413	31.948	51.971	37.474
Iluminação pública	4.495	9.430	15.771	29.699	24.516
Serviço público	1.621	3.392	3.260	10.273	9.151
Subtotal	97.715	83.186	257.209	469.549	451.487
Renda não fundada				31.264	60.085
Procedimento				26.629	29.231
Recomposição tarifária extraordinária - RTE (a)				17.517	44.456
Participação financeira				11.849	19.221
Ativa				39.771	18.414
Passiva				16.345	29.216
Suprimento				26.042	18.816
Energia livre (b)				18.884	28.182
Emissão de uso de rede				3.764	284
Mercado Atacadista de Energia - MAE (c)				5.491	51.006
Total de curto prazo				759.492	751.874
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(253.358)	(287.864)
Total líquido				506.134	464.010
Realizável a longo prazo					
Recomposição da Tarifa extraordinária - RTE (a)				188.813	191.734
Energia livre (b)				64.801	56.364
Total do realizável a longo prazo				253.614	248.118

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

Circulante	Consolidação				
	Saldo			Total	
	Vencimentos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	2001	2002
Classe de consumidores:					
Residencial	46.800	51.242	161.616	259.658	281.360
Industrial	28.764	3.678	21.642	54.084	55.963
Comercial	35.520	17.436	58.751	78.687	79.516
Rural	4.413	5.335	11.681	19.629	15.000
Força pública	11.951	15.214	34.260	59.005	38.715
Illuminação pública	5.251	9.312	16.437	21.185	26.304
Serviço público	4.974	5.516	5.302	11.792	10.349
Subtotal	136.557	108.873	287.457	515.829	495.953
Taxa não lançada				101.153	76.028
Percebimento				50.525	46.072
Recomposição tarifária extraordinária - RTE (a)				36.771	55.555
Intercepção financeira				21.449	19.721
Multa				59.921	18.414
Juros				48.345	29.316
Suprimento				26.045	18.816
Energia livre (b)				25.920	36.146
Emprego de uso de rede				5.564	284
Minicabo Atacadista de Energia - MAE (c)				10.372	65.259
Créditos com clientes com apósc. próximos (d)				20.753	15.414
Outros créditos				2.115	1.912
Total do curso prazo				602.874	681.901
Provisão para o efeito de liquidação diferida				(288.132)	(527.069)
Total líquido				314.742	154.832
Realizável a Longo Prazo					
Recomposição tarifária extraordinária - RTE (a)				21.332	254.277
Energia livre (b)				87.128	72.291
Minicabo Atacadista de Energia - MAE (c)				5.986	7.051
Percebimento de débitos				12.554	-
Total do realizável a longo prazo				106.999	333.619

a) Recomposição tarifária extraordinária - RTE

Em dezembro de 2001, o governo e as empresas de energia elétrica firmaram o Acordo Geral do Setor Elétrico com as concessionárias distribuidoras e as geradoras de energia elétrica sobre o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e a recomposição de receitas, relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (vide nota 11).

Com base nas disposições contidas na Medida Provisória nº 14 (posteriormente convertida na Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002), na Resolução nº 91 da GCF, de 21 de dezembro de 2001, e na Resolução nº 31 da ANEEL, de 24 de janeiro de 2002, todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica efetuaram um levantamento do montante da receita decorrente de redução de consumo de energia elétrica no período do racionamento (recomposição tarifária extraordinária) que foi reconhecida com o objetivo de retomada do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

A referida recomposição tarifária extraordinária passou a ser aplicada às tarifas vigentes em 31 de dezembro de 2001, assim reconhecidas pela ANEEL, da seguinte forma:

- 2,9% para os clientes residenciais (exceto baixa renda), rurais e iluminação pública;
- 7,9% para os demais clientes.

A parcela da recomposição tarifária extraordinária registrada no contas a receber, teve os seguintes efeitos reconhecidos nos resultados dos períodos correspondentes:

	Concessionária	Consolidado
<u>Perdas com recuperação:</u>		
1º de junho a 31 de dezembro de 2001 apuradas pela Concessionária	203.640	265.285
Ajuste no valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	(21.407)	(22.010)
Saldo de 2001 homologado pela ANEEL	182.233	243.275
1º de janeiro a 28 de fevereiro de 2002 apuradas pela Concessionária	60.308	68.377
Ajuste no valor contabilizado, conforme homologação da ANEEL	2.974	10.682
Saldo de 2002 homologado pela ANEEL	63.282	79.059
(+) Recuperação	(128.533)	(160.025)
Atualização monetária - SELIC	89.342	117.786
Saldo de recomposição tarifária extraordinária em 31 de dezembro de 2003	206.124	280.093
Circulante	17.341	38.771
Longo prazo	188.813	241.322

O saldo apurado de ativo regulatório sobre atualização monetária pela taxa SELIC (acrescida de 1% a.a. até o montante de financiamento liberado pelo BNDES).

Para ter direito a essa compensação, a Companhia e sua controlada indireta, COELCE, renunciaram a qualquer pleito judicial ou extrajudicial relativo a fatos e normas concernentes ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e à recomposição tarifária extraordinária, bem como aderiram aos acordos firmados entre os agentes do setor elétrico, conforme previsto pela legislação vigente.

Através da Resolução Normativa nº 001 de 12 de janeiro de 2004, a ANEEL estabeleceu para a Companhia o prazo máximo de 114 meses (88 meses no caso da controlada indireta COELCE) de vigência da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, a partir de janeiro de 2002. As projeções feitas pela Administração da Companhia e de sua controlada indireta, COELCE, estimam a recuperação destes ativos dentro do prazo estabelecido pela ANEEL, razão pela qual não foram constituídas provisões para perdas.

b) Energia livre

	Controladora	Consolidado
Energia Livre:		
Estimada pela Concessionária em 2001	78.698	101.717
Ajuste ao valor contabilizado conforme homologação da ANEEL	5.818	8.997
Saldo homologado pela ANEEL	84.546	110.714
 Atualização Monetária - SPJLC	10.334	14.223
Ajuste referente a PIS e COFINS	2.301	3.273
(-) Recuperação	(13.516)	(17.162)
Saldo da Energia Livre em 31 de dezembro de 2003 e de 2002	83.685	111.643
 Curto prazo	18.884	23.920
Longo prazo	64.801	87.128

O montante relacionado a energia livre (energia elétrica gerada e não-vinculada a contratos iniciais ou equivalentes) apurado de junho de 2001 a fevereiro de 2002, será recuperado e repassado como ressarcimento aos geradores.

c) Mercado atacadista de energia - MAE

Período	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Setembro de 2000 a dezembro 2002	5.697	31.006	15.330	72.310
Janaria 2003 a dezembro 2003	3.173	-	4.126	-
(-) Encargo de serviço de sistema	(3.279)	-	(3.279)	-
Total	5.591	31.006	16.177	72.310
 Curto prazo	5.591	31.006	10.217	65.359
Longo prazo	-	-	5.960	7.951

Do saldo total a receber em 31 de dezembro de 2003, R\$3.834 (R\$9.794 no consolidado) estão relacionados aos agentes que ingressaram com medidas judiciais para discussão dos valores firmados pelo MAE entre setembro de 2001 e 2002.

d) Crédito junto a clientes com ações judiciais

O montante de R\$20.305 no consolidado (R\$17.414 em 2002) de créditos junto a clientes com ações judiciais inclui R\$10.560 (R\$9.102 em 2002) relativos às contas a receber de diversos consumidores que questionam a legalidade e pleiteiam a restituição de valores envolvidos na majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme Portarias nº 38 e 45 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, de 27 de janeiro e 4 de março de 1986, respectivamente.

Esses consumidores obtiveram, por meio de medidas judiciais, o direito de compensar os créditos pleiteados com faturas de energia elétrica, sem, contudo, terem o mérito da questão transitado e julgado. A controladora indireta COELBA constituiu provisão para devedores duvidosos em montante julgado suficiente, pela sua administração, para cobrir eventuais perdas em relação a esses processos.

7. ENCARGO DE CAPACIDADE EMERGENCIAL

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Contas a receber				
Encargo de capacidade emergencial - valores faturados	14.067	8.906	16.506	10.650
Contas a pagar				
Encargo de capacidade emergencial - valores faturados	14.067	8.906	16.506	10.650
Encargo de capacidade emergencial - valores arrecadados	716	801	1.489	1.268
	14.783	9.707	17.995	11.918

Com a Resolução nº 71 da ANEEL, de 07 de julho de 2002, foi instituído o "encargo de capacidade emergencial" para cobrança a partir de março de 2002. Tal encargo deve ser repassado para a CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, para cobrir os custos com a contratação de capacidade de geração ou de potência de usinas emergenciais.

A partir de março de 2002, o valor faturado aos consumidores foi de R\$0,49 centavos por KWh para todas as classes, exceto a classe Residencial Baixa Renda. Com a Resolução ANEEL nº 351 de 27 de junho de 2002, o valor passou para R\$0,57 centavos por KWh.

8. CONSUMIDORES DE BAIXA RENDA

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Consumidores de baixa renda	65.254	13.761	107.789	23.733
Recebimentos	(51.702)	-	(88.759)	-
Total	13.552	13.761	19.030	23.733

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as diretrizes para enquadramento na subclasse residencial baixa renda, da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80 KWh, tendo o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, ampliado a regulamentação de enquadramento, para unidades consumidoras com consumo mensal entre 80 e 220 KWh.

Esta receita está sendo custeada com recursos financeiros oriundos do adicional de dividendos devidos à União pela ELETROBRÁS, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras, sob controle federal e na insuficiência dos referidos dividendos da ELETROBRÁS, com recursos da RGR - Reserva Global de Reversão.

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

9. VENDAS A RECEBER

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Consumidores – serviços prestados	43.890	42.055	43.890	42.055
Serviços em curso	6.091	2.151	6.098	1.715
Gastos a reembolsar – consumidores	6.725	4.958	6.725	4.958
Outros	670	671	670	671
Provisão para devedores duvidosos	(24.655)	(24.655)	(24.655)	(24.655)
	<u>32.721</u>	<u>25.180</u>	<u>33.528</u>	<u>26.744</u>

A rubrica Consumidores - serviços prestados destina-se aos registros de:

- Créditos perante a terceiros na execução de serviços solicitados;
- Créditos provenientes da alienação de bens e direitos de propriedade do concessionário;
- Outros créditos recebidos em caráter excepcional, como promessas de pagamento, parcelados ou não, incluindo novação de dívidas a receber.

10. DEVEDORES DIVERSOS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Imposto de renda e contribuição social a compensar	56.166	93.717	61.912	108.796
ICMS a compensar	16.025	11.194	18.358	16.352
Adiantamentos a empregados	5.227	5.062	5.227	5.062
Danos causados a terceiros	3.234	3.241	3.234	3.241
Outros devedores	3.115	3.429	3.022	5.680
Outros tributos a compensar	2.548	2.481	2.674	5.241
Circulante	<u>86.615</u>	<u>119.134</u>	<u>99.427</u>	<u>134.372</u>
ICMS a compensar	15.662	20.069	20.523	24.930
Realizável a longo prazo	<u>15.662</u>	<u>20.069</u>	<u>20.523</u>	<u>24.930</u>

O saldo inclui valores relativos ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, calculado sobre aquisições de ativo imobilizado, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48.

O montante de imposto de renda e contribuição social a compensar refere-se a antecipações mensais efetuadas ao longo dos exercícios de 2002 e de 2003.

11. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora		Consolidação	
	2003	2002	2003	2002
Ativo circulante:				
Bônus concedidos	18.568	18.695	19.779	39.084
Custos a recuperar	-	-	832	2.768
	<u>18.568</u>	<u>18.695</u>	<u>20.611</u>	<u>41.852</u>
Ativo realizável a longo prazo:				
Custos a recuperar	<u>4.109</u>	<u>10.223</u>	<u>4.109</u>	<u>10.223</u>
Passivo circulante:				
Reembolso recebido	24.975	24.975	24.975	40.890
Sobretaxas arrecadadas	22.192	22.319	22.192	25.525
	<u>47.167</u>	<u>47.294</u>	<u>47.167</u>	<u>66.415</u>

Devido ao nível reduzido das principais bacias hidrográficas brasileiras observado no primeiro semestre de 2001, o Governo Federal instituiu, entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002, um programa de racionamento de energia.

As principais medidas adotadas podem ser resumidas da seguinte forma:

- Cobrança de sobretaxas nas tarifas aos consumidores que não cumpriram a meta de redução de consumo, definida inicialmente em uma redução de até 20%;
- Distribuição de bônus para consumidores de determinadas faixas de consumo, que apresentaram redução superior à meta estabelecida;
- Suspensão da comercialização das sobras de energia das distribuidoras e geradoras no MAF.

De acordo com o definido pela ANEEL, os valores de sobretaxas faturadas e os bônus concedidos em decorrência do programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica deverão ser controlados separadamente, sem afetar os resultados da Companhia.

12. CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - CDE

	Controladora	Consolidado
	2003	2003
Ativo Circulante		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	35.747	36.060
Ativo Realizável a longo prazo		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	83
Passivo Circulante		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.762	2.762

Criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a CDE visa promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes côlicas, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos Sistemas Elétricos Interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Os valores das quotas da CDE estão sendo pagos em 12 parcelas mensais a partir de 10 de fevereiro de 2003, conforme estabelecido pelo referido Decreto.

Conforme Resolução ANEEL nº 184, de 9 de abril de 2003, estes valores a receber são atualizados monetariamente pela taxa SELIC e repassados às tarifas de fornecimento de Energia Elétrica, através da Conta de Compensação de Variação de Valores - CVA_{CDE}.

13. DESPESAS ANTECIPADAS - PARCELA A/CVA

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Circulante				
CVA - Uso da rede básica	-	-	4.758	3.842
CVA - Cota consumo de combustível	-	-	1.372	982
Encargos do Serviço do Sistema	-	-	134	-
Total	-	-	6.264	4.824
Realizável a longo prazo				
Energos do Serviço do Sistema	46.826	26.393	46.864	26.393
Parcela A - Extraordinária	36.615	36.615	45.434	43.765
Parcela A - Atualização Selic	19.741	8.671	19.741	8.671
Parcela A - Variação cambial Itaipu	12.976	35.522	12.976	35.522
Parcela A - Uso da rede de transmissão	8.177	23.592	9.458	23.592
Parcela A - Cota consumo de combustível	1.577	10.993	1.994	10.993
Parcela A - Transporte	826	1.452	826	1.452
Total	126.698	143.238	137.293	150.388
Passivo Circulante				
Conta de compensação da parcela A	-	7.567	2.404	10.117
Total	-	7.567	2.404	10.117

Parcela A

Baseada na Portaria Interministerial nº 296 de 25 de outubro de 2001 e na Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, a Companhia registrou como despesas antecipadas os incrementos de custos incorridos em 2001 e 2002 que estão relacionados aos custos sobre os quais não tem gerenciamento (Parcela A).

Amparada na Portaria Interministerial nº 25 de 24 de janeiro de 2002, a Companhia deu início a contabilização do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Encargo de Serviço do Sistema – ESS, no montante de R\$46.826 (R\$46.864 no consolidado) referente ao encargo cobrado pela utilização do sistema elétrico e atualizado pela SELIC e que será compensado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica nos 12 meses subsequentes à data de reajuste tarifário anual.

O montante de R\$36.615 (R\$45.434 no consolidado) refere-se ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, atualizado pela variação da SELIC (o montante da atualização monetária em 31 de dezembro de 2003 era de R\$19.741 classificados na rubrica Parcela A atualização SELIC), conforme Resolução ANEEL nº 482 de 29 de agosto de 2002 e será recuperado em conjunto com o ativo regulatório, através da recomposição tarifária extraordinária (vide nota 6).

14. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

	2003				2002			
	Ativo		Passivo		Ativo		Passivo	
	Circulante	Realizável a longo prazo	Exigível a longo prazo	Exigível a longo prazo	Circulante	Realizável a longo prazo	Circulante	Exigível a longo prazo
Provisão fiscal	-	60.522	-	-	-	-	-	-
Base negativa de contribuições sobre lucro líquido	-	22.763	-	-	-	-	-	-
Lucro infirmatário	-	-	584	1.540	-	-	382	2.514
Provisão para contingências	-	192.833	-	-	132.119	-	-	-
Provisão para desvalores em vendas	-	86.337	-	-	100.996	-	-	-
Provisão para o efeito antecipo	-	89	-	-	1.729	-	-	-
Passivo autorizado Deliberação CVM nº 371	-	57.280	-	-	59.090	-	-	-
Reservação de ativos imobilizados	-	-	-	46.867	-	-	-	45.427
Total contábil	-	426.214	584	48.387	316.834	982	47.989	-
Total consolidado	13.734	447.136	5.325	73.999	246.085	1.406	52.194	-

De acordo com a Instrução CVM nº 371 de 27/06/2002, a Companhia e suas controladas procederam estudos que indicam a realização dos valores de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro diferidos ativos, no prazo máximo estipulado por essa norma. Esses estudos projetam a compensação dos tributos diferidos ativos, como segue:

<u>Ano de realização</u>	<u>Controladora</u> <u>Montante a realizar</u>	<u>Consolidado</u> <u>Montante a realizar</u>
2005	118.431	124.020
2006	80.951	86.540
2007	60.137	65.726
2008 a 2010	74.170	79.315
2011 a 2012	91.525	91.525
Saldo em 31/12/2003	<u>425.214</u>	<u>447.126</u>

15. INVESTIMENTOS

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Participações societárias	338.453	320.979	261	196
Outros investimentos	911	911	911	911
Total	<u>339.364</u>	<u>321.890</u>	<u>1.172</u>	<u>1.107</u>

A CERJ possui investimento na controlada integral CERJ Overseas Inc. Em 31 de dezembro de 2003, o saldo do investimento na controlada é nulo face a investida apresentar patrimônio líquido negativo, provisionado no balanço patrimonial na conta de Outros Passivos. A CERJ possui 36,43% das ações do capital da Investluz (vide nota 4).

A seguir apresentamos as informações sobre a controlada integral e controlada em conjunto, em 31 de dezembro de 2003:

	<u>CERJ Overseas Inc.</u>	<u>Investluz S.A.</u>
Quantidade de ações do capital social	100	100.161.895.427
Capital social	10	954.619
Participação no capital	100%	36,43%
Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	(150.922)	926.269
Lucro líquido do exercício	60.882	45.186
Resultado de equivalência patrimonial da controladora	60.882	17.471
Investimento (provisão para passivo a descoberto) da controladora	(130.977)	338.453

16. IMOBILIZADO

	Contabilidade		Contabilidade	
	Taxas de depreciação e redução de valor	Taxas de depreciação e redução de valor	Taxas de depreciação e redução de valor	Taxas de depreciação e redução de valor
	2001	2002	2001	2002
Imobilizado em serviço				
Grupo:	4,29	4,45		
Custo histórico	55.085	55.900	55.085	55.900
Reservação	56.613	56.613	56.613	56.613
Distribuição e Comercialização	4,67	4,90		
Custo histórico	1.915.681	1.715.684	2.472.598	2.510.491
Reservação	134.198	1.011.10	255.674	170.170
Administração	8,47	9,66		
Custo histórico	67.157	58.101	75.285	68.786
Reservação	1.725	30.113	1.708	20.118
Atividades não vinculadas à operação do Serviço Público de Energia Elétrica			7,29	
Custo histórico - Imobilizado	-	-	2.590	2.590
Ativo líquido da incorporação	-	-	282.682	282.682
Total	2.055.707	2.094.128	2.170.155	2.965.795
Depreciação acumulada				
Grupo:				
Custo histórico	(21.901)	(23.787)	(21.901)	(21.889)
Reservação	(42.856)	(42.526)	(42.856)	(42.526)
Distribuição e Comercialização				
Custo histórico	(602.849)	(713.733)	(756.212)	(715.209)
Reservação	(61.871)	(11.781)	(128.973)	(11.881)
Administração				
Custo histórico	(55.165)	(57.882)	(40.755)	(42.360)
Reservação	(1.238)	(2.697)	(2.501)	(2.691)
Amortização do ativo líquido da incorporação	-	-	(91.265)	(45.624)
Total	(721.979)	(661.606)	(1.068.201)	(615.173)
Total de imobilizado em serviço	1.490.529	1.493.127	2.131.354	2.647.975
Imobilizado em curso (b)				
Grupo:	5,48	4,55	5,48	5,55
Distribuição e Comercialização	105.481	28.516	117.491	120.617
Administração	2.859	453	5.132	707
Total de imobilizado em curso	113.373	29.320	153.370	122.342
Obrigações vinculadas à concessão				
Contribuições de terceiros	(174.532)	(155.979)	(247.389)	(225.184)
Doações e outras receitas	(16.611)	(16.610)	(18.755)	(18.755)
Participação da União	(134)	(434)	(6.795)	(5.245)
Participação dos Estados	(71.391)	(7.651)	(15.612)	(7.851)
Total das Obrigações vinculadas à concessão	(262.668)	(180.674)	(388.651)	(357.035)
Total do imobilizado	1.401.234	1.241.773	1.896.073	2.413.282

- (a) O ágio oriundo da operação de incorporação da Disteluz Energia Elétrica por sua controlada COELCE, aprovada em Assembleia Geral Extraordinária de 27 de setembro de 1999, está sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais à sua rentabilidade projetada, conforme determinado pela Resolução ANEEL nº 269, de 15 de setembro de 1999. Tal amortização poderá ser revisada anualmente, a critério da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, em função dos resultados realizados comparativamente aos dados projetados.
- (b) O ativo imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

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 produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo os mesmos serem retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do Órgão do Poder Concedente, a ANEEL. 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, ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

De acordo com a Instrução Geral nº 52 do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o ativo imobilizado os seguintes valores referentes aos juros de empréstimos de terceiros vinculados ao ativo imobilizado em curso:

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Imparques financeiros contabilizados no resultado	166.684	96.614	207.611	115.513
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(3.327)	(16.676)	(3.386)	(16.353)
Líquido	163.357	80.938	204.225	99.160

- (c) Obrigações vinculadas à concessão

As contribuições de consumidores referem-se aos recursos recebidos para possibilitar a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

A participação da União refere-se a verbas federais recebidas para execução de empreendimentos vinculados ao serviço público de energia elétrica.

As doações e subvenções referem-se a obras construídas por terceiros e doadas para a Companhia e suas controladas, com vistas à expansão do serviço público de energia elétrica.

(d) Reavaliação

Consubstanciada na lei 6.404 de dezembro de 1976 e na Deliberação CVM 183 de 19 de junho de 1995, a Companhia contratou os serviços de peritos independentes, para efetuar um inventário físico e reavaliação dos seus bens, contabilizados no ativo imobilizado.

Como resultado desse trabalho, a Companhia contabilizou em suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2000, um acréscimo líquido em seu ativo imobilizado de R\$23.333, tendo como contra partida a conta de Reserva de Reavaliação no Patrimônio Líquido.

Como tratamento fiscal da reavaliação efetivada e consoante a Deliberação CVM 183/95, itens, 34 e 35, foi constituída provisão às alíquotas de 25% e 9% para imposto de renda e contribuição social diferidos, respectivamente. A próxima reavaliação será efetuada em 2004.

17. DIFERIDO

	Consolidado	
	2003	2002
Variação cambial diferida	18.457	84.854
Amortização acumulada	(15.125)	(79.203)
Outros	157	4.583
Amortização acumulada	-	(4.583)
	<u>3.489</u>	<u>5.651</u>

Com base nas Deliberações CVM 404/01 e 409/01 e nos termos da Medida Provisória nº 3/01, a controlada em conjunto Investluz S.A., optou pelo diferimento das variações cambiais passivas líquidas ocorridas durante o exercício de 2001.

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

18. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Circulante				
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais Elétricas	101.860	100.597	101.860	100.597
Suprimento de energia elétrica - Companhia do São Francisco - Chesf	-	-	14.377	14.362
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais Elétricas - (principalmente energia livre a ser ressarcida)	86.208	-	92.662	-
Suprimento energia elétrica - outros	34.000	25.534	37.192	28.075
Materiais	11.807	4.885	14.410	6.295
Serviços	20.399	38.383	28.785	42.925
Total	254.274	169.399	280,386	192.454
Exigível a longo prazo				
Suprimento de energia elétrica - Furnas Centrais Elétricas - (principalmente energia livre a ser ressarcida)	-	83.696	21.356	107.015
Serviços	84	1.260	84	1.260
Total	84	85.256	21.440	108.275

A

parcela de suprimento de energia elétrica de longo prazo se refere à energia livre a ser ressarcida às geradoras (vide nota 6).

19. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Controladora:

	Taxa média anual de encargos ajustada por "básico" quando aplicável	Empréstos Circulante		Empréstos Fixo		Principais Longo Prazo	
		2003	2002	2003	2002	2003	2002
Multa remanescente							
Banco ABN AMRO Brasil S.A.	LIBOR + 100%	3.384	2.770	28.954	32.211	-	-
Banco Itaú S.A.	CDI + 1,25%	3.240	1.373	34.038	25.988	-	-
Banco Safra S.A.	CDI + 1,4%	12	-	9.821	-	-	-
Banco BNP Paribas Argentina Brasil S.A.	CDI + 1,75%	-	4.574	-	30.022	-	-
Caixa Geral de Depósitos S.A.	EURIBOR + 1,50% (+ 1,25%)	11	538	17.032	22.071	-	-
Crédito S.A.	CDI + 3%	27	4.193	38.210	48.773	-	-
Banco Bradesco S.A.	CDI + 3%	654	718	11.975	20.510	-	-
Total		7.248	13.387	140.240	158.600	-	-

	Taxa média anual de encargos	Empréstos Circulante		Empréstos Fixo		Principais Longo Prazo	
		2003	2002	2003	2002	2003	2002
Multa remanescente							
BNDES	LIBOR + 10%	18	920	16.109	18.673	-	14.988
BNDES (Ativo Regulatório)	LIBOR + 1%	12.121	6.298	22.000	-	140.000	272.232
Banco do Estado do Rio Grande do Sul S.A.	1,45% do CDI	7	201	2.500	10.000	-	-
Eletrôica	3%	37	292	5.100	4.770	15.261	11.057
Banco MB S.A.	CDI + 1,50%	-	1.146	-	14.110	-	-
Banco Itaú Financeira S.A.	CDI + 2,25%	41	500	10.000	19.257	-	-
Banco Bradesco S.A. e Bradesco S.A.	CDI + 3%	1.120	-	63.000	-	-	-
Total		16.443	7.967	125.719	85.710	155.261	298.277
Total		21.692	20.279	265.959	244.310	155.261	298.277

Todos os empréstimos em moeda nacional estão garantidos por notas promissórias da Companhia. Com as instituições Citibank, BNDES e Eletrobrás além de notas promissórias há como garantias recebíveis de clientes.

O empréstimo com o ABN Amro Bank refere-se a assunção de financiamento de importação de terceiros assumido pela Companhia, com o objetivo de obtenção de capital de giro.

Ainda, visando a obtenção de capital de giro, a Companhia possui empréstimos com os bancos Unibanco, Itaú e Citibank. Os encargos financeiros contratados em conexão com os empréstimos com o Citibank e o Itaú foram objeto de contrato de "swap" para CDI, em 100% do montante devido.

Como parte do empréstimo vinculado ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, a Companhia recebeu do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, o total de R\$253.918 em 2002. Deste montante recebido, já foram amortizados até 31 de dezembro de 2003 R\$100.486 (R\$46.903 do principal e R\$53.583 de juros) e registrados R\$68.702 relativos a atualização pela taxa SII-IC - Sistema Especial de Liquidação e Custódia, perfazendo um saldo de R\$222.134.

Consolidado:

	Taxa média anual de encargos ajustados por "swap" quando aplicável	Exercício		Principal			
		Circulante		Circulante		Longo prazo	
		2003	2002	2003	2002	2003	2002
Moeda estrangeira:							
Banco do Brasil S.A.	4,5% a 8%	67	91	268	183	5.108	8.143
Banco ABN AMRO Real S.A.	CDI + 2,00% a 11,00%	1.268	7.481	28.975	32.211	14.735	18.030
Banco Itaú S.A.	CDI + 2,09%	3.317	1.375	57.917	75.963	-	-
Banco Bilbao Vizcaya Argentina Uruguai S.A.	CDI + 1,70% a 4,85%	-	5.442	-	105.766	-	-
HSBC Bank Brasil S.A.	110% CDI + 1,1%	144	567	17.457	25.941	-	-
Bank Boston-Banco Multiple S.A.	105% CDI + 30,21%	-	465	-	7.110	-	-
Banco Europeu de Investimentos - DEI	5,92%	1.389	1.766	-	-	57.627	64.359
Banco Santander Brasil S.A.	33%	39	2.248	19.783	13.555	-	-
Caixa Geral de Depósitos S.A.	EURO + Libra + 0,85%	31	531	17.032	22.071	-	-
Banco Safra S.A.	CDI + 5,4%	47	-	6.871	-	-	-
Citibank S.A.	104,8% CDI + 2,16%	17	4.195	35.510	85.732	-	-
Banco Bradesco S.A.	CDI + 31% a 9,13%	1.075	215	27.641	20.010	-	-
Total		7.541	19.764	219.119	393.635	73.471	90.574
	Taxa média anual de encargos						
Moeda nacional:							
Banco do Brasil S.A.	10,028% a TJLP + 5%	197	-	9.107	1.594	-	1.306
Banco do Brasil S.A. - Lei 8.777	TJLP + 10,028%	141	137	1.634	-	13,1	-
BNDES	URTJLP + 10% a	89	965	16.080	19.509	1.742	17.446
BNDES (A - via Regulatória)	Selic + 1%	13.609	4.551	17.529	5.869	226.957	278.746
Banco do Estado do Ceará - BEC	IR + 7,00%	4	4	-	-	297	361
Banco do Nordeste	TJLP + 4%	1	1	79	75	143	213
União dos Bancos Brasileiros S.A.	CDI + 2,25%	81	501	10.099	19.651	19	141
Banco Bilbao Vizcaya Argentina Uruguai S.A.	CDI + 5%	1.109	-	65.000	-	-	-
Banco do Estado do Rio Grande do Sul S.A.	115% CDI	7	305	2.000	10.000	-	-
Banco Alfa S.A.	CDE + 2,80%	-	1.143	-	11.350	-	-
Eletrobrás	5% a 7,12% + 2,6% a 8,5%	29	426	7.740	10.063	34.479	43.394
Total		17.017	8.155	190.211	84.852	281.159	355.006
		24.568	27.919	367.150	477.885	354.630	445.592

O empréstimo com Enersis Internacional, renovado pela controlada indireta COELCE em 2003 no montante de US\$62.222 mil, possui taxa de juros de 10,5% a.a. (6,5% a.a. em 2002) acrescido de variação cambial e tem vencimento para novembro de 2004.

Do total consolidado de empréstimos e financiamentos, R\$118.318 estão garantidos por vínculos com a receita de energia elétrica (arrecadação) da controlada indireta COELCE.

A controlada indireta COELCE realizou operação de empréstimo de curto prazo, junto ao Banco do Brasil, em 28 de agosto de 2003, no valor de R\$25.000, com vencimento previsto para 22 de agosto de 2004.

A Companhia e sua Controlada em conjunto mantêm contratos de *swap* para os empréstimos em moeda estrangeira, conforme detalhado na nota 38.

A controlada indireta COELCE contratou, em 2002, operações de empréstimo junto ao Banco Europeu de Investimentos – BEI e ao ABN Amro Bank. Durante a vigência dos contratos, a controlada indireta comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2003:

<u>Obrigações financeiras especiais</u>		<u>ABN</u>	<u>BEI</u>
Dívida (com <i>swap</i>) ÷ Ativo Total	Máximo	0,6	-
Dívida (com <i>swap</i> e fornecedores) ÷ Ativo Total	Máximo	-	0,7
	Mínima em	3,0	3,0
EBITDA ^(*) ÷ Encargos da Dívida	12 meses		

(*) Resultado antes da subtração de juros, impostos, depreciação e amortização

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo tem sua curva de amortização distribuída como segue:

	<u>2003</u>		<u>2002</u>	
	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
2004	-	-	48.706	77.004
2005	32.129	63.207	33.744	77.795
2006	32.129	47.524	33.741	51.029
2007	14.733	55.355	33.373	48.586
2008	27.279	50.807	28.487	112.825
Após 2008	72.006	137.941	77.297	77.297
	<u>195.275</u>	<u>354.630</u>	<u>255.851</u>	<u>445.510</u>

Varição de moedas/indexadores nos exercícios de 2003 e 2002:

Moeda/ Indexador	2003	2002
	Varição %	Varição %
SELIC	23,35	19,17
CDI	23,25	19,09
URVLP	5,26	3,71
TR	4,65	2,80
US\$	(18,23)	52,27
EURO	(1,90)	79,10
LIBOR	1,50	2,40
FINEL	1,74	5,06

20. OPERAÇÕES COM DERIVATIVOS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Contas a receber				
Operações de <i>Forward/Swap</i>	-	117.237	-	163.272
Contas a pagar				
Operação <i>Swap</i>	94.074	-	100.569	-

A Companhia mantém contratos de "swap" com o objetivo de proteção ("hedge") ao risco cambial dos passivos denominados em dólares norte-americanos (vide nota 38). O saldo desses contratos nas datas dos balanços, a receber e a pagar estão registrados em contrapartida do resultado do exercício.

21. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	77.052	28.018	86.942	36.558
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	6.177	38.963	6.437	38.965
Instituto nacional de seguro social - INSS	2.770	1.890	2.770	1.890
Imposto de renda - IR	-	32.834	941	35.758
Outros	615	517	10.287	3.487
	<u>86.575</u>	<u>103.242</u>	<u>107.127</u>	<u>116.656</u>

22. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos com partes relacionadas em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 são apresentados como segue:

Controladora:

	2003				
	Ativo Circulante	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Passivo a Longo Prazo	Reserva (Despesa)
CEEG OVERSEAS Inc.	-	-	-	-	-
Emprestimos e financiamentos	-	634.137	-	1.176.411	55.268
Diversos	-	-	-	4.609	1.028
COPEL CE - Companhia Paranaense de Energia	-	-	-	-	(1.620)
Móveis e serviços prestados	-	-	-	-	-
ENELSA INTERNACIONAL S.A.	-	-	-	5.769	(1.009)
Encargos de dívidas	-	-	-	-	-
ENERTRAF - Companhia de Energia S.A.	-	-	7.860	-	(33.237)
Compra de energia	-	-	-	-	-
CIEN - Companhia de Interconexão Energética	-	22.158	93.568	-	(139.300)
Compra de energia	-	-	-	-	-
Luz de Rio Ltda	-	-	-	10.546	(5.597)
Encargos de dívidas	-	-	-	-	-
Diversos	-	307	-	-	-
Investimentos S.A.	-	-	-	-	-
Móveis	-	-	78.441	-	(6.504)
OuLax	1.250	1.005	11.241	-	(9.645)
Total	1.250	687.402	191.110	1.507.334	(159.406)

	2002			
	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Receita (Despesa)
CERJ OVERSEAS Inc. Empréstimos e financiamentos	768.740	-	1.527.656	(447.929)
COELCE - Companhia Energética do Ceará Serviços prestados	422	-	-	-
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de dívidas	-	-	5.760	(3.581)
CIEN - Companhia de Interconexão Energética Compra de energia	-	1.000	-	(1.000)
Law de Rio Ltda Encargos de dívidas	-	-	16.953	(12.755)
Outras	227	928	-	1.274
Total	769.389	2.928	1.549.369	(460.991)

Consolidado:

	Credito	2001				Receita (Despesa)
		Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Reserva de Exercícios Futuros	
COELCE - Companhia Energética do Ceará Módulo e Serviços prestados	-	-	-	-	-	(2.260)
ENDESA INTERNACIONAL S.A. Encargos de dívidas	-	-	-	5.705	-	(3.506)
ENERTEAD - Comercializadora de Energia S.A. Compra de energia	-	-	3.860	-	-	(31.132)
CIEN - Companhia de Interconexão Energética Compra de energia	-	35.158	99.568	-	-	(30.560)
Serviços	-	-	1.063	-	-	-
Outros Créditos	275	-	-	-	-	-
CVET - Central Geradora Termelétrica de Itaipava Serviços e Resultado líquido de venda de energia	-	-	-	-	21.057	-
ENERGIS INTERNACIONAL Empréstimos e financiamentos	-	-	65.489	751.135	-	117.896
Encargos de dívidas	-	-	681	-	-	-
ENERGIS S.A. Agrícola Empréstimos e financiamentos	-	-	-	24.957	-	7.415
Law de Rio Ltda. Encargos de dívidas	-	-	-	70.516	-	(3.952)
Dívidas	-	507	-	-	-	-
Investidas	-	-	(49.658)	-	-	(4.190)
Módulo	-	-	-	-	-	(9.943)
Outras	1.250	1.000	12.146	36	-	-
Total	1.250	11.665	218.193	856.446	21.057	(238.634)

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

	2007			
	Realizável a Longo Prazo	Passivo Circulante	Exigível a Longo Prazo	Receita (Despesa)
ENERGIS S.A.				
Serviços prestados e empréstimos	32	69	904.107	(473.232)
ENDESA INTERNACIONAL S.A.				
Empréstimos e financiamentos	-	81.628	-	-
Encargos de dívidas	-	472	4.760	(3.581)
CIFEN - Companhia de Interconexões Energéticas				
Compra de energia	-	1.000	-	(1.000)
Faz de Rio				
Encargos de dívidas	-	-	16.953	(12.755)
Otras	105	1.915	44	1.274
Total	227	85.084	925.864	(486.294)

As transações com partes relacionadas foram contratadas em condições usuais de mercado, na avaliação da Administração das Companhias, conforme abaixo discriminadas:

a) CERJ Overseas Inc.

Transações ativas

Empréstimos concedidos a CERJ Overseas Inc. em 1998, suportados por contratos de mútuo no montante de US\$206.887 mil, a taxa de juros 6% a.a. mais Libor, com vencimento em 30 de dezembro de 2006.

Transações passivas

Referente a repasse de financiamentos externos obtidos pela controlada, que estão suportados em contrato de mútuo no valor de US\$350.000 mil com juros de 11,2% a.a. e com vencimento final em 6 de outubro de 2008.

b) Enersis Internacional e Enersis S.A. Agência.

O empréstimo com Enersis Internacional, renovado pela controlada indireta COELCE em 2003 no montante de US\$62.222 mil, possui taxa de juros de 10,5% a.a. (6,5% a.a. em 2002) acrescido de variação cambial e tem vencimento para novembro de 2004. Também com a Enersis Internacional, a controla Cerj Overseas possui um saldo de US\$249.142 mil, relativo ao empréstimo US\$242.000 mil e US\$7.142 mil com a controladora Enersis S.A. Agência a taxa Libor mais 3,5% a.a. de juros com pagamentos semestrais.

c) Luz de Rio Ltda.

O montante se refere a novação da dívida da CERJ com a Luz de Rio Ltda. originada após a conversão de debêntures em ações ocorrida em 16 de julho de 2002.

d) Investluz S.A.

A Sociedade firmou dois contratos de empréstimo para a Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ, em 27 de junho de 2003 e em 5 de setembro de 2003, no montante de R\$55.000 e R\$16.837 e vencimento em junho de 2004 e maio de 2004, respectivamente. Ambos contratos têm taxa de juros equivalente a 115% do CDI.

O valor total do empréstimo em 31 de dezembro de 2003 é de R\$78.441, sendo R\$71.837 referente a principal e R\$6.604 referente a juros.

Ambos contratos foram autorizados pela ANEEL através do ofício nº 937/2003.

e) Enertrade

Refere-se ao contrato de compra de energia com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2022 com preço médio homologado pela ANEEL e reajuste anual com base em 100% da variação do IGPM.

f) Companhia de Interconexão Energética - CIEN

Contratos de compra de energia homologados pela ANEEL com início em 31 de dezembro de 2002 e término em 30 de dezembro de 2018 e 30 de dezembro de 2022, respectivamente. Sendo o primeiro contrato reajustado anualmente com base em 100% da variação do IGPM e o segundo com reajuste anual com base em 25% da variação do IGPM e 75% da variação do dólar.

g) O saldo de "Outras" demonstrado nos quadros acima está representado principalmente pelas seguintes empresas:

- Cam Brasil Multiserviços Ltda., Synapsis Brasil S.A., Enersis S.A., oriundos principalmente da prestação de serviços especializados, tais como: gerenciamento de software, administração e finanças, prestação de serviços de informática, relacionados diretamente às operações das Companhias.
- Endesa Internacional S.A., por gastos incorridos pelas atividades de auditoria corporativa na CERJ.

23. OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Provisão de férias	8.647	7.981	11.233	10.262
Imposto de renda e contribuição social a pagar	3.993	102.418	4.873	102.855
	<u>12.640</u>	<u>110.399</u>	<u>16.106</u>	<u>113.117</u>

A variação apresentada na rubrica de imposto de renda e contribuição social a pagar refere-se à transferência, para a conta de provisão para contingências fiscais, dos valores relativos à liminar obtida para compensação de 70% de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

24. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Circulante				
Consumidores	6.130	1.601	6.130	1.601
Taxa de iluminação pública	1.242	309	3.074	2.456
Eletrobrás – juros do empréstimo compulsório	4.814	5.851	4.894	6.431
Encargos do consumidor	4.088	2.479	7.785	6.967
Projetos de extensão de redes	4.217	3.007	4.217	2.007
Participação dos empregados	-	-	2.038	1.719
Diversas	946	-	1.829	2.264
	<u>21.437</u>	<u>12.247</u>	<u>29.966</u>	<u>23.445</u>
Exigível a longo prazo				
CERJ Overseas – passiva descoberto	150.922	211.804	-	-
FGLS/ conta empresa	1.060	1.060	1.060	1.060
Salário educação	6.899	5.405	6.899	5.405
Imposto de renda	2.960	2.960	2.960	2.960
Diversos	386	385	889	905
	<u>162.227</u>	<u>221.614</u>	<u>11.808</u>	<u>10.330</u>

25. PARCELAMENTO ESPECIAL – LEI 10.684

Em 29 de agosto de 2003, a Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal/Parcelamento Especial – PAFES, também conhecido como RELIS II, instituído pela Lei nº 10.684/2003. Tal adesão teve como objetivo o parcelamento de débitos oriundos de notificações fiscais de lançamentos de débito do Instituto Nacional do Seguro Social – INSS emitidos contra a Companhia, no período de outubro/96 a julho/2000, em 120 (cento e vinte) meses, cujos valores se referiam, preponderantemente, a responsabilidade solidária sobre contratações de serviços terceirizados, sobre os quais a avaliação dos consultores da Companhia, quanto ao risco de perda das imputações efetuadas se mostrava provável.

Do montante total de R\$51.688 até 31 de dezembro de 2003 foram amortizados R\$1.990 e estão classificados no passivo circulante R\$4.776 e o valor restante, R\$45.213 no exigível a longo prazo.

26. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

	Controladora	Consolidado		
	2003	2003		
	Exigível a	Passivo	Exigível a	
	longo prazo	circulante	longo prazo	Total
Contribuições parceladas	-	2.756	16.532	19.288
Saldo negociado contribuições em atraso	109.377	2.072	109.377	111.449
Provisão conforme Deliberação CVM nº 371	168.520	-	174.454	174.454
Total	277.897	4.828	300.363	305.191

	Controladora	Consolidado		
	2002	2002		
	Exigível a	Passivo	Exigível a	
	longo prazo	circulante	longo prazo	Total
Contribuições parceladas	-	2.381	17.106	19.387
Saldo negociado contribuições em atraso	123.136	1.907	123.136	125.043
Provisão conforme Deliberação CVM nº 371	173.664	-	179.598	179.598
Total	296.800	4.188	319.840	324.028

a) Fundo de pensão

A Companhia é patrocinadora da Fundação CERJ de Seguridade Social - BRASILETROS, pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por objetivo principal a suplementação dos benefícios previdenciários aos empregados da Companhia. A BRASILETROS adota o tipo de plano misto: "Plano de Benefício Definido" e "Contribuição Definida" para o cálculo e acumulação dos recursos necessários ao seu plano previdenciário. Cumpre citar que a BRASILETROS oferece, ainda, o benefício de assistência médica aos seus participantes.

O Plano de suplementação de aposentadoria e pensão é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, objetivando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para formar as reservas necessárias para honrar os compromissos atuais e futuros.

Os métodos atuariais adotados são o agregado, para o Plano de Complementação de Aposentadoria (PCA) e o de capitalização individual para o Plano de Contribuição Definida (PACD).

Com base na lei 6.435 de 15 de julho de 1977, a patrocinadora e os participantes efetuam contribuições, conforme os seguintes critérios e percentuais, definidos no regulamento dos planos:

I) Plano de complementação de aposentadoria - (PCA)

Patrocinadora

Contribui com 5,03% da folha de salários, dos quais 1,32% são destinados à cobertura dos benefícios e 3,71% utilizados para cobertura das despesas administrativas.

Participantes ativos

A contribuição varia de 1,75% a 10% do salário, dependendo da faixa salarial.

Participantes assistidos

Essa contribuição é definida anualmente com base no resultado do plano de custeio, que corresponde atualmente aos mesmos percentuais cumulativos vigentes para os participantes ativos.

II) Plano de aposentadoria de contribuição definida - (PACD)

Patrocinadora

Contribui com 4,20% da folha de salários dos participantes ativos com base na posição de 31 de dezembro de 2003.

Participantes Ativos

Contribui em percentuais definidos no regulamento do plano, limitada ao salário teto de contribuição do Instituto Nacional de Seguridade Social – INSS, sendo que, com base na população ativa de 31 de dezembro de 2003, o percentual médio apurado foi de 4,57%.

b) Obrigações com benefício pós-emprego

A Companhia optou por registrar os passivos atuariais conforme previsto na Deliberação CVM nº 371, de 13 de dezembro de 2000, diretamente no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2001, líquidos dos efeitos tributários correspondentes. Os participantes dos planos estão posicionados em 31 de dezembro de 2003, conforme quadro abaixo:

	2003	2002
Participantes ativos	1.340	1.425
Participantes aposentados	1.866	1.904
Participantes falecidos	561	518
	<u>3.767</u>	<u>3.847</u>

O passivo atuarial apurado em 31 de dezembro de 2003 reflete o cálculo efetuado por atuário independente em conformidade com a Deliberação CVM nº 371.

A composição da obrigação atuarial da controladora, em 31 de dezembro de 2003, é como segue:

<u>Conciliação dos valores passivos</u>	<u>Plano de aposentadoria</u>	<u>Benefício saúde para aposentadoria</u>	<u>Plano de assistência médica</u>	<u>Total</u>
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	784.419	98.592	40.137	923.148
Valor justo das ativos	<u>(184.612)</u>	<u>(60.239)</u>	<u>-</u>	<u>(244.851)</u>
Passivo atuarial reconhecido	<u>199.407</u>	<u>38.353</u>	<u>40.137</u>	<u>277.897</u>

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

Movimentação do passivo atuarial em 2003:

Reconhecimento	Planos de aposentadoria	Benefício saúde para aposentados	Plano de assistência médica	Total
Passivo reconhecido no início do ano	220.802	37.582	38.416	296.800
Despesas de 2003	25.174	5.660	4.121	35.255
Contribuições anuais da CERJ	(42.125)	(11.172)	(4.432)	(57.929)
Ganhos (Perdas) atuariais reconhecidos	(4.244)	6.283	1.731	3.771
Passivo atuarial reconhecido em 31/12/03	<u>199.407</u>	<u>38.153</u>	<u>40.137</u>	<u>277.697</u>

Movimentação do valor justo dos ativos dos Planos de Aposentadoria e Benefício saúde para aposentadoria:

Valor justo dos ativos no início do ano de 2003	(156.586)
Rendimento real dos ativos	(75.720)
Contribuições pagas em 2003	(53.847)
Benefícios pagos em 2003	<u>39.302</u>
Valor justo dos ativos do plano no final do ano de 2003	<u>(244.851)</u>

Despesa prevista para 2004:

Custo do serviço corrente	6.612
Custo dos juros	56.982
Retorno dos investimentos	(27.756)
Contribuição esperada dos participantes	<u>(140)</u>
Total	<u>35.698</u>

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo foram:

• Taxa de desconto nominal para obrigação atuarial	12,34% a.a.
• Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,54% a.a.
• Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,50% a.a.
• Taxa de rendimento nominal esperada sobre ativos do plano	12,34% a.a.
• Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para determinação das taxas nominais acima)	4,50% a.a.
• Tábua de mortalidade geral	ITU-84

Informações adicionais:

- (1) Os ativos do plano foram estimados para 31 de dezembro de 2003, com base nos valores apurados em 30 de novembro de 2003;
- (2) Os dados cadastrais individuais utilizados são de 31 de julho de 2003, projetados para 31 de dezembro de 2003;
- (3) As estatísticas cadastrais apresentadas consideram o grupo familiar de benefícios como um único benefício;
- (4) O aumento no passivo na adoção desse pronunciamento foi reconhecido integralmente;
- (5) A posição de participantes aguardando o benefício inclui os participantes com situação pendente na BRASILETROS.

c) Contribuições em atraso

Foi assinado em 18 de novembro de 1996 com a Fundação CERJ de Seguridade Social - BRASILETROS, o contrato de Consolidação de Dívida, relativo às contribuições mensais da patrocinadora repassadas no período de agosto de 1987 a setembro de 1996, que acrescidas dos respectivos encargos totaliza em 31 de dezembro de 2003, R\$111.449 (R\$123.136 em 2002).

Esta dívida está sujeita à atualização monetária com base na variação mensal do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor), acrescida de 1% ao mês. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2003 deverá ser pago em 34 parcelas mensais até 31 de outubro de 2006.

d) Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas compreendem o passivo atuarial de responsabilidade da coligada indireta COELCE.

A COELCE é patrocinadora de fundo de pensão de benefício definido, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social - FAFELCE, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal complementar os benefícios a que têm direito auferir, como segurados de previdência social e os empregados da COELCE.

Os mesmos procedimentos descritos acima em relação ao reconhecimento do passivo atuarial, foram também adotados pela COELCE.

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

Controladora

Contingências	2003			2002		
	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios
	No exercício (*)	Acumulada		No exercício (*)	Acumulada	
Trabalhistas	62.821	185.813	7.054	14.715	122.992	37.651
Cíveis	11.161	125.762	58.885	54.725	114.598	17.780
Fiscais	162.382	371.761	60.051	116.751	209.379	49.156
Anel	3.800	3.800	639			
Total	240.167	687.136	126.629	185.691	446.969	104.587

Consolidado

Contingências	2003			2002		
	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios	Valor da provisão		Depósitos vinculados a litígios
	No exercício (*)	Acumulada		No exercício (*)	Acumulada	
Trabalhistas	64.321	192.611	9.676	13.809	128.390	39.867
Cíveis	9.801	130.081	60.702	47.626	120.280	18.156
Fiscais	164.209	391.996	60.161	136.604	227.787	50.431
Anel	3.800	3.800	639			
Total	242.131	718.488	131.178	198.039	476.357	108.454

(*) O valor da provisão constituída no exercício inclui a atualização monetária destes saldos classificada na linha de despesas financeiras.

A Administração da Companhia e de sua controlada e controlada em conjunto entendem que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus assessores jurídicos, foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

A Companhia possui processos de naturezas cível e trabalhista em andamento num montante aproximado de R\$192.000 (R\$215.000 no consolidado), cuja probabilidade de perda foi estimada como possível não estando, portanto, nenhuma provisão registrada nas demonstrações financeiras.

a) Contingências trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade, demissões sem justa causa, etc.

b) Contingências cíveis

A situação jurídica das Companhias engloba processos de natureza cível, nos quais as Companhias são ré, sendo grande parte associada a pleitos de danos morais e materiais.

c) Contingências fiscais

Os litígios fiscais de maior relevância são referentes a:

- Autos de Infração de ICMS, correspondentes a fiscalização ocorrida no período de jun/00 a jan/02, que foram contestados pela CERJ e estão em fase de julgamento pela Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro;
- Autos de Infração do INSS, emitidos basicamente por exigência de encargos previdenciários por responsabilidade solidária, sobre contratação de mão-de-obra, cujos autos foram impugnados e estão em julgamento pelo INSS;
- PIS - Foram efetuados depósitos judiciais dos montantes apurados no período de ago/96 a dez/2002, cuja correspondente despesa com provisão para contingência foi reconhecida em nosso resultado. Outras contingências oriundas de interpretações das legislações fiscais e tributárias, estão igualmente contingenciadas;
- COFINS - Estão registradas em contingências fiscais os valores não recolhidos por divergências de interpretações nas legislações tributárias e fiscais.

A Companhia possui medida judicial contra a incidência da COFINS sobre as operações de energia elétrica, tendo como argumento a imunidade tributária definida no § 3º do art. 155 da Constituição Federal de 1988. Com o advento da Emenda Constitucional nº 33/01 de 11/12/01 que modificou o texto do dispositivo constitucional citado, a Companhia passou a recolher os valores dessa contribuição, de acordo com o que dispõe a Lei 9.718/98.

O processo judicial ingressado pela União Federal contra a Companhia, pelo não pagamento da Cofins do período de julho de 1996 a dezembro de 2001, teve no final de dezembro de 2003, mais uma decisão favorável à Companhia pelo Órgão Especial do Tribunal Federal. Devido aos êxitos anteriores e à opinião dos assessores jurídicos da Companhia da causa ter êxito possível, a Administração da Companhia decidiu por não constituir provisão para contingências relacionadas a este processo judicial.

28. RESULTADOS DE EXERCÍCIOS FUTUROS

	<u>Consolidado</u>
	<u>em 2003</u>
Receita recebida antecipadamente	<u>21.037</u> <u>21.037</u>

A controlada indireta COELCE reconheceu, no exercício de 2003, os efeitos do reposicionamento tarifário concedido pela ANEEL (23 de abril de 2003) relativos à previsão para aquisição de energia junto à Central Geradora Termelétrica de Fortaleza - CGTF (parte relacionada) iniciada em dezembro de 2003. A administração da controlada indireta COELCE entende que uma parcela da receita auferida pela COELCE a partir do reposicionamento não recebe custo correspondente, uma vez que a aquisição de energia termelétrica materializou-se somente a partir de dezembro de 2003.

O montante de R\$21.037 refere-se à estimativa da Administração da controlada indireta COELCE sobre a diferença entre a receita efetivamente auferida pela tarifa autorizada para o período de abril a dezembro de 2003 e aquela estimada caso o reposicionamento tarifário adotado em abril de 2003 não refletisse o aumento de custo decorrente da aquisição de energia junto à Central Geradora Termelétrica de Fortaleza - CGTF. A amortização do saldo teve início em dezembro e prolongar-se-á até 23 de abril de 2004, data do próximo reajuste autorizado.

29. PARTICIPAÇÃO DE MINORITÁRIOS

A parcela de participação de minoritários apresentada no balanço consolidado representa a participação societária da CERN na controlada em conjunto Investluz, que por sua vez participa na Companhia Energética do Ceará - COELCE com 56,59%. A participação dos minoritários é demonstrada como segue:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Patrimônio líquido da COELCE em 31 de dezembro	1.137.425	1.170.659
Participação dos acionistas não controladores da COELCE	<u>43,41%</u>	<u>43,41%</u>
	<u>493.756</u>	<u>508.183</u>
Participação dos acionistas não controladores da COELCE na reserva de ação	<u>(341.400)</u>	<u>(365.118)</u>
Participação de minoritários apresentada no balanço consolidado	152.356	143.065
Participação da CERN na Investluz	<u>36,43%</u>	<u>36,43%</u>
	<u>55.503</u>	<u>52.119</u>

A participação proporcional dos acionistas minoritários da COELCE no resultado consolidado relativo ao exercício findo em 31 de dezembro de 2003 alcança R\$14.461 (R\$13.177 em 2002).

30. CAPITAL SOCIAL

Durante o exercício social findo em 31 de dezembro de 2003, não houve alteração no capital social da Controladora, que conforme Assembleia Geral Extraordinária é de 2.895.563.869,685 ações ordinárias, sem valor nominal, todas integralizadas que se encontram assim distribuídas:

	Número de ações ordinárias 2003 e 2002
Ações ao portador aguardando substituição por nominativas	2.962.931.400
Ações nominativas	2.892.600.938.285
Total	2.895.563.869.685

Em 31 de dezembro de 2003, o capital social da Companhia é de R\$915,424 e a sua composição acionária tem a seguinte distribuição:

	% de participação no capital
Acionista	
Enersis S.A. Agência	40,01
Chilcestra S.A. Agência	19,62
Luz de Rio Ltda.	12,89
Eletricidade de Portugal Intern SGPS	11,27
Endesa Internacional S.A.	10,39
Endesa Internacional Energia	3,19
Outros	2,61
Total	100,00

De acordo com o estabelecido pelo estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

Em 8 de dezembro de 2003, através de Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Companhia decidiram por aprovar um novo aumento do capital social da CERJ no montante de R\$710.000.

31. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é como segue:

Controladora

	N.º de consumidoras (N.º auditado)		MWh (N.º auditado)		Valor	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Fornecimento faturado:						
Residencial	1.316.199	1.583.778	2.876.231	2.745.138	1.058.969	805.241
Industrial	5.675	5.920	1.759.539	1.729.473	478.424	285.238
Comércio, serviços e outras	135.549	137.308	1.348.329	1.364.089	501.421	376.541
Rodoviário	39.904	38.250	209.338	198.080	38.215	27.711
Poder público	8.740	9.131	469.346	217.715	79.691	33.162
Iluminação pública	272	215	238.635	224.649	35.454	41.981
Serviços públicos	519	771	264.270	257.439	55.906	40.751
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	21.178	72.964
	<u>1.905.198</u>	<u>1.778.404</u>	<u>7.116.968</u>	<u>6.815.933</u>	<u>2.289.176</u>	<u>1.652.011</u>
Suprimento:	4	3	382.014	309.968	33.731	72.186
Disponibilidade de rede elétrica	-	-	-	-	4.954	-
Baixa renda	-	-	-	-	45.518	13.761
Atos regulatórios	-	-	-	-	(90.612)	41.196
Outras receitas	-	-	-	-	20.817	19.624
Impostos	-	-	-	-	(659.366)	(447.489)
Cota para reserva global de reserva	-	-	-	-	(71.217)	(26.237)
Encargo de Capacidade Emergência	-	-	-	-	(44.607)	(30.594)
Total	<u>1.905.202</u>	<u>1.778.407</u>	<u>7.398.982</u>	<u>7.145.843</u>	<u>1.535.346</u>	<u>1.581.378</u>

Consolidado:

	Nº de consumidores (Não audado)		MWh (Não audado)		Valor	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002
	---	---	---	---	---	---
Fornecimento tarado						
Residencial	2.320.650	2.152.115	3.960.850	3.251.923	1.225.485	665.420
Ind. e com.	8.255	8.684	2.559.532	2.343.391	487.490	372.060
Comércio, serviços e outras	183.831	188.271	1.794.797	1.752.194	712.672	466.291
Rural	141.484	126.102	654.540	352.453	67.737	40.157
Doador público	17.162	16.770	492.160	413.222	100.594	75.562
Iluminação pública	427	520	355.732	328.510	70.660	58.672
Serviços públicos	1.364	104	259.495	130.652	78.131	51.078
Transferência para não audado	-	-	-	-	(71.842)	-
Fornecimento não tarado	-	-	-	-	23.120	79.410
	<u>2.643.271</u>	<u>2.510.412</u>	<u>9.296.754</u>	<u>8.675.512</u>	<u>2.754.835</u>	<u>2.054.518</u>
Suprimento	5	4	284.751	313.467	34.552	36.870
Disponibilidade de usina elétrica	-	-	-	-	2.690	229
Alta tensão	-	-	-	-	79.141	24.737
Ativo regulatório	-	-	-	-	(106.511)	(18.707)
Outras receitas	-	-	-	-	26.973	55.118
Impostos	-	-	-	-	(578.901)	(517.930)
Cota para reserva global de reservatório	-	-	-	-	(300.671)	(25.439)
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	-	-	(70.564)	(48.861)
Total	<u>2.671.276</u>	<u>2.510.416</u>	<u>9.581.505</u>	<u>8.988.979</u>	<u>1.915.449</u>	<u>1.627.057</u>

Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ

32. DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Despesas de pessoal:				
Remunerações	(48.246)	(44.644)	(68.592)	(63.171)
Encargos sociais	(17.649)	(17.553)	(21.052)	(24.084)
Benefícios	(13.556)	(25.610)	(38.749)	(42.640)
Custos	-	-	(1.391)	(791)
Transferência para imobilizado em curso	21.343	17.924	26.529	23.613
Total	<u>(67.508)</u>	<u>(79.973)</u>	<u>(117.627)</u>	<u>(106.894)</u>
Outras despesas operacionais:				
Encargos de uso rede elétrica	(7.540)	(6.986)	(7.540)	(6.991)
Despesas perdas	(6.997)	(8.959)	(11.509)	(7.312)
Custo do serviço prestado a terceiros	(4.110)	(4.770)	(4.140)	(4.770)
Pesquisa e desenvolvimento eficiência energética	(3.811)	(2.886)	(4.692)	(6.340)
Arrendamento e aluguel	(2.683)	-	(3.164)	(2.683)
Taxa de fiscalização ANEEL	(7.356)	(2.180)	(3.413)	(4.893)
Seguros	(1.688)	-	(2.155)	(1.688)
Doações, contribuições e subseqüentes	(1.053)	(1.623)	(1.598)	(1.527)
Tributos	(767)	(861)	(1.024)	(861)
Compensação financeira pela utilização recursos financeiros	(269)	-	(369)	(769)
Total	<u>(31.586)</u>	<u>(28.285)</u>	<u>(55.381)</u>	<u>(37.311)</u>

Os honorários dos administradores foram fixados em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2003. Os montantes de R\$11.434 e R\$7.513, foram apropriados ao resultado do exercício, na rubrica de pessoal, durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e de 2002, respectivamente.

33. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

A composição da energia elétrica comprada para revenda é como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Centrais Elétricas Furnas	(393.948)	(394.798)	(393.948)	(394.798)
Companhia de Interconexão Energética - CIEE	(189.866)	(1.000)	(218.281)	(1.060)
Itapá Binacional	(189.024)	(210.314)	(189.024)	(210.314)
Rede básica	(103.737)	(97.864)	(125.577)	(103.601)
Enertrade Comercializadora de Energia S.A.	(33.232)	-	(33.232)	-
CVA 2003 - Itaipu	(21.117)	58.966	(21.117)	58.966
Encargos de conexão	(12.030)	(9.785)	(13.015)	(10.399)
Companhia de Eletricidade da Nova Friburgo - CENF	(744)	(547)	(744)	(547)
Custo de energia livre	(550)	(5.829)	(3.699)	(6.671)
Excedente	(40)	(231)	(40)	(231)
Companhia Energética de São Paulo - CESP	(19)	(24)	(19)	(24)
Companhia de São Francisco - CHESF	-	-	(113.950)	(113.849)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTE	-	-	(5.605)	-
Centrais eólicas	-	-	(1.307)	(1.509)
Variação cambial - 2003	8.631	(7.896)	8.631	(7.896)
Contratos bilaterais	-	-	(991)	-
Outros	-	-	(71)	(88)
	<u>(935.110)</u>	<u>(639.316)</u>	<u>(1.107.429)</u>	<u>(793.955)</u>

34. RECEITAS (DESPESAS) NÃO OPERACIONAIS, LÍQUIDAS

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Receitas não operacionais:				
Ganho na alienação de bens	-	280	-	971
Recuperação Fiscal - Cofins	6.816	-	6.816	-
Aluguel	3.234	960	3.234	-
Atualização atuarial	5.144	-	5.144	-
Sobra no inventário de estoques	4.123	537	4.123	537
Instalação de Padrão	2.702	-	2.702	-
Outras	2.251	1.037	4.171	1.975
	<u>21.270</u>	<u>2.814</u>	<u>26.190</u>	<u>3.483</u>
Despesas não operacionais:				
Perda na alienação/desativação de bens, líquido	(86)	(2.650)	(86)	(4.244)
Perda no inventário de estoques	(2.792)	-	(2.792)	(1.075)
Outras	(6.418)	1.449	(8.337)	270
	<u>(9.296)</u>	<u>(1.201)</u>	<u>(11.215)</u>	<u>(5.049)</u>
Total	<u>11.974</u>	<u>1.613</u>	<u>14.975</u>	<u>(1.566)</u>

35. PARTICIPAÇÃO DOS EMPREGADOS NO RESULTADO

A controlada indireta COELCE implementou o programa de participação dos empregados nos resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecido. O montante desta participação para o exercício de 2003 foi de R\$1.675 (R\$1.438 em 2002).

36. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pela alíquota fiscal, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2003	2002	2003	2002
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(188.834)	(417.718)	(172.986)	(409.684)
Efeitos fiscais à alíquota nominal (34%)	64.210	142.024	58.815	137.253
Equivalência patrimonial	26.634	(33.144)	26.634	(33.144)
Perdas com débitos inadmissíveis	(25.479)	-	(25.479)	-
Reversão de IRPJ N sobre reserva de reavaliação em razão de prejuízos	(4.156)	(11.877)	(4.156)	(11.877)
Depreciação Lei 8.200	-	(943)	-	(943)
Prejuízo fiscal - saldo diferido	40.656	(60.357)	40.656	(71.971)
Base negativa de contribuição	16.080	-	16.080	-
Depreciação Lei 8.200	(943)	-	(943)	-
Participação dos empregados	-	-	(569)	(488)
Outros	(1.544)	(4.014)	(5.662)	1.951
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	115.478	31.301	105.325	23.790

37. SEGUROS

Risco	Vigência atual	Controladora	
		Valor segurado	
		2003	2002
Danos materiais	31.12.2003 a 31.12.2004	415.977	691.696
Lucros cessantes	(*)	-	1.589.985
		<u>415.977</u>	<u>2.281.681</u>

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por um montante global de R\$415.977 (R\$691.696 em 2002), correspondendo a um prêmio total de R\$434 (R\$1.423 em 2002).

(*) O grupo Lndesa após reavaliação e visando redução de custos decidiu não contratar a modalidade de lucros cessantes a partir do ano de 2003.

38. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A CVM, por meio da Instrução nº 235, de 23 de março de 1995, estabeleceu a divulgação, em nota explicativa às demonstrações financeiras, do valor de mercado dos instrumentos financeiros, reconhecidos ou não nas demonstrações financeiras.

O negócio da Companhia e suas controladas compreende a distribuição de energia para os consumidores de suas áreas de concessão, portanto, os instrumentos financeiros significativos estão relacionados às seguintes transações:

- Os saldos de contas a receber e a pagar a longo prazo estão substancialmente relacionados à recomposição tarifária extraordinária e, portanto, não estão sujeitos a ajuste a valor de mercado;
- Aplicações em fundos de curto prazo e/ou aplicações de renda fixa, se aproximam do valor de mercado;
- Os empréstimos da Companhia e suas controladas concentrados no curto prazo, para atendimento de seu capital de giro, aproximam-se de valor de mercado na data de balanço. Para os empréstimos de longo prazo, por se tratarem, em sua maioria, de fontes de financiamentos específicas, o valor de mercado não foi calculado de forma a obter o valor de negociação a taxas vigentes no mercado para contratos em condições e prazos similares. A Companhia adota a prática de celebrar contratos de *swap* junto a instituições financeiras, a fim de reduzir os riscos de taxa de câmbio e de taxa de juros, conforme comentado a seguir.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim enumerados:

a) Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade das Companhias 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 correspondentes despesas financeiras.

Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia celebra contratos de *swap* junto a instituições financeiras (vide nota 20). Os ganhos ou perdas dessas operações estão registrados na demonstração do resultado.

Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia possui registrado no passivo circulante na rubrica, Contas a Pagar de Operações com Derivativos o montante líquido de R\$94.074, referente a perdas não realizadas com contratos de swap, resultantes dos efeitos das variações entre taxas de câmbio efetiva e contratada, conforme demonstrado abaixo:

Instituições Financeiras	Tipo de Derivativo	Valor do contrato em milhões de US\$	Prazo de vencimento	Descrição	Saldo a receber (a pagar)
Banco ABN AMRO Real S.A.	Swap	10,03	1º trim/04	Dólar/CDI	(9.548)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/04	Dólar/CDI	(113)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/04	Dólar/CDI	(113)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/04	Dólar/CDI	(112)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	2º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	2º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	2º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	3º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	3º trim/04	Dólar/CDI	(117)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	3º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	4º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	4º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	4º trim/04	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/05	Dólar/CDI	(114)
Banco Bradesco S.A.	Swap	0,27	1º trim/05	Dólar/CDI	(114)
Citibank S.A.	Swap	19,99	3º trim/04	Dólar/CDI	(7.293)
Citibank S.A.	Swap	25,00	1º trim/04	Dólar/CDI	(14.851)
Citibank S.A.	Swap	25,00	1º trim/04	Dólar/CDI	(14.573)
Citibank S.A.	Swap	15,00	1º trim/04	Dólar/CDI	(8.715)
Citibank S.A.	Swap	28,00	1º trim/04	Dólar/CDI	(15.365)
Deutsche Bank S.A.	Swap	1,70	1º trim/04	Dólar/CDI	(668)
Deutsche Bank S.A.	Swap	41,93	2º trim/04	Dólar/CDI	(16.509)
Banco Itaú S.A.	Swap	4,93	2º trim/04	Dólar/CDI	(3.500)
Banco Itaú S.A.	Swap	7,50	2º trim/04	Dólar/CDI	(3.784)
Banco Itaú S.A.	Swap	2,98	1º trim/04	Dólar/CDI	(1.289)
Banco Itaú S.A.	Swap	3,50	2º trim/04	Dólar/CDI	(1.495)
Banco Safra S.A.	Swap	3,40	1º trim/04	Dólar/CDI	4
					<u>(94.074)</u>

O saldo consolidado de Contas a Pagar de operações com derivativos compreende a perda nessas transações pela controlada em conjunto e coligada indireta da Companhia no valor de R\$100.569.

b) Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade das Companhias 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 mercado.

Outro risco que as Companhias enfrentam é a não-correlação entre os índices de atualização monetária de suas dívidas e das contas a receber. Os reajustes de tarifas de energia elétrica não necessariamente acompanham os aumentos nas taxas de juros locais que afetam as dívidas das Companhias.

c) Risco de crédito

O risco surge da possibilidade das Companhias virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Para reduzir esse tipo de risco, as Companhias têm o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração das Companhias, para refletir possíveis riscos de realização das contas a receber (vide nota 6).

d) Valor de mercado

Nas considerações efetuadas pelas Companhias, foram adotados valores de mercado de transações financeiras com condições similares em 31 de dezembro de 2003.

O valor de mercado dos contratos de "swap" em 31 de dezembro de 2003, os quais estão relacionados aos contratos de empréstimos em moeda estrangeira (vide nota 20), é de perda de R\$(84.073), que em atendimento às normas do Banco Central do Brasil, é calculado através da expectativa de taxas futuras, diferindo assim, do valor contábil.

39. NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

O Ministério de Minas e Energia apresentou no final de 2003 as bases para uma ampla reforma institucional no setor elétrico brasileiro. As principais alterações no ambiente constitucional foram definidas por meio da edição das medidas provisórias nº 144 e nº 145:

- Foram criadas três novas estruturas para assegurar o cumprimento dos objetivos do novo modelo: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que executará, dentre outros, os estudos para definição da Matriz Energética, o planejamento integrado dos recursos energéticos e da expansão do setor elétrico; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que fará a administração da contratação de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada - ACR e atuará como interveniente nos contratos bilaterais firmados no *pool* e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSSE), que monitorará as condições de atendimento no horizonte de cinco anos e recomendará as ações preventivas para a restauração da segurança do suprimento. Estas novas entidades não representarão custos adicionais para o consumidor;
- O novo modelo institucional do setor elétrico tem os seguintes objetivos principais: promover a modicidade tarifária; garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; assegurar a estabilidade do marco regulatório; e promover a universalização do atendimento;
- Foram definidos dois ambientes de contratação de energia, um regulado, congregando todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia se farão sempre por licitação, pelo critério de menor tarifa, e outro livre, no qual se inscrevem os consumidores livres e os comercializadores, com capacidade de negociar seus contratos de suprimento;

- No novo modelo há a exigência da desverticalização da distribuição, impedindo que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos sejam indevidamente repassados às suas tarifas;
- Quanto a segurança de suprimento, o novo modelo do setor elétrico exige a contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;
- O novo modelo, limita o *self-dealing*, retirando as barreiras existentes na relação entre distribuidores e geradores que não pertençam ao mesmo grupo econômico e estabelece que será assegurado um contrato de compra de energia, pelo prazo mínimo de 15 anos, aos vencedores dos processos de licitação, para atender à expansão do mercado das distribuidoras;
- No novo modelo haverá um maior controle da inadimplência mediante a exigência de contratos de constituição de garantia e, também, ao exigir plena quitação das obrigações intra-setoriais como requisito essencial para os processos de reajuste e revisão tarifária.

Ressalta-se que quase a totalidade dos artigos da Medida Provisória n.º 144 remete à regulamentação, sendo assim, não permite uma análise mais profunda das modificações, que possibilite uma adequada avaliação dos impactos sobre a CERJ.

40. PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

A Resolução nº 493, de 3 de setembro de 2002, da Agência Nacional de Energia Elétrica estabeleceu a metodologia e os critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A CERJ encerrou o seu primeiro processo de revisão tarifária no dia 31 de dezembro de 2003, quando da aplicação do Índice de Reposicionamento Tarifário, conforme estabelece o Contrato de Concessão. Para efeito de cálculo do Índice, o valor dos ativos utilizados pela ANEEL foi provisório, devendo ser substituído, quando da aprovação do relatório de avaliação dos ativos, para a devida compensação no reajuste anual de 2004. O percentual de Quota de Reintegração adotado na revisão também foi provisório, devendo ser estabelecido o valor definitivo para compensação no reajuste de 2004, inclusive considerando o valor final da Base de Remuneração.

O Índice preliminar de reposicionamento tarifário da Companhia foi de 15,52%, aplicado a partir de 31 de dezembro de 2003, conforme estabelece o Contrato de Concessão. O fator X foi de 1,29%. A Companhia aplicou o reajuste de forma integral, portanto não havendo parcelamento do Índice de Reajuste Tarifário.

41. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) **Recomposição tarifária extraordinária**

Em 12 de janeiro de 2004 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1/2004, que alterou o prazo máximo de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária, de 114 meses para 112 meses (88 meses para 76 no caso da controlada indirecta COELCE) e estabeleceu a exclusão do montante da Parcela A, referente ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001, do prazo máximo de permanência da RTE nas tarifas de fornecimento. A recuperação deste montante se dará imediatamente após a compensação da RTE. Além disso retificou o montante de energia livre homologado pela Resolução 483 de 29 de agosto de 2002 para R\$96.829 (R\$71.829 para a controlada indirecta COELCE).

b) **Aumento de capital**

Em 19 de março de 2004, o capital social da Companhia passou de R\$915.424 para R\$1.625.424, quando se extinguiu o prazo para subscrição das 1.339.622.641.509 novas ações, ao valor de R\$0,53 por lote de mil ações, totalizando o montante aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 8 de dezembro de 2003, em que os acionistas da Companhia aprovaram o referido aumento de capital, no montante de R\$710.000.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ANEXO V

Ata da Assembléia Geral Extraordinária realizada em 29 de abril de 2004.

Ata da Reunião do Conselho de Administração realizada em 1º de junho de 2004

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO
CNPJ/MF 33.050.071/0001-58 –
NIRE 33 3 00054944-4
Companhia Aberta

**Ata das Assembléias Gerais Ordinária e Extraordinária
realizadas em 29 de abril de 2004, lavrada na forma de sumário**

1. **Data, hora e local**

Dia 29 de abril de 2004, às 10 horas, na sede social da Companhia, na Praça Leoni Ramos, 01, Niterói, Estado do Rio de Janeiro.

2. **Editai de Convocação**

Editai de Convocação regularmente publicado no Diário Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, nos dias 14, 15 e 16/04/04, às folhas, respectivamente, 22, 21 e 30, no jornal "O Fluminense", nos dias 14, 15 e 16/04/04, respectivamente às folhas 5, 6 e 6 (Política), e no "Jornal do Comércio", nos dias 14, 15 e 16/04/04, respectivamente às folhas A-16 (Mundo), A-8 (Economia) e A-4 (Economia).

3. **Mesa**

Presidente: Gonzalo Carbó de Haya
Secretário: Antonio Paulo Machado Fagundes

4. **Presenças**

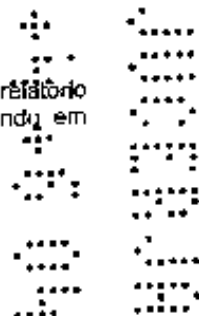
Acionistas representando mais de 2/3 (dois terços) do capital social com direito de voto, conforme verificado no Livro de Presença de Acionistas. Presentes também os Srs. José Alejandro Inostroza Lopez e Abel Alves Rochinha, respectivamente Diretor Presidente e Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro da Companhia; o Sr. Julio Moratalla Alonso, e a Srª. Michelli Santana Magdalena Vilfela, auditora da Deloitte Touche Tohmatsu, auditores independentes da Companhia.

5. **Ordem do Dia**

Assembléia Geral Ordinária:

- (i) Tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar o relatório da administração e as demonstrações financeiras do exercício findo em 31.12.2003;
- (ii) Destinação do lucro líquido do exercício e distribuição de dividendos;
- (iii) Eleição de membros do Conselho de Administração.

Rio de Janeiro



- (iv) Fixar a remuneração global anual dos administradores.

Assembleia Geral Extraordinária:

- (i) Homologação e efetivação do aumento do capital social da Companhia de R\$ 915.424.300,38 para R\$ 1.625.424.300,38, com um aumento do montante efetivo de R\$ 710.000.000,00, mediante subscrição particular de 1.339.622.641.509 novas ações ordinárias, ao preço da subscrição de R\$ 0,53 por lote de mil ações, tudo conforme aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 08 de janeiro de 2004, e a consequente alteração do Art. 5º do Estatuto Social.
- (ii) 2ª emissão, em série única, de 29.400 debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie com garantia flutuante e garantia adicional de penhor de direitos de crédito da Companhia, com valor nominal unitário de R\$10.000,00, no montante total de R\$ 294.000.000,00, bem como fixação do montante mínimo de colocação das debêntures da 2ª emissão para que seja mantida a oferta das debêntures;
- (iii) delegação ao Conselho de Administração dos poderes previstos no § 1º do Art. 59 da Lei 6.404/76 e § 1º do Art. 22 do Estatuto Social e autorização para que os administradores da Companhia, observados os termos e condições a serem estabelecidos pelo Conselho de Administração, possam praticar e adotar todos os atos e medidas cabíveis para implementar a distribuição pública das debêntures.

6. Deliberações tomadas pela unanimidade dos acionistas presentes

Assembleia Geral Ordinária

- (i) Foram aprovadas, sem ressalvas, as contas dos administradores, o relatório da administração, as demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2003, e o Parecer dos Auditores Independentes relativo ao mesmo exercício.

A acionista EDP Internacional, pelo seu procurador presente na Assembleia, entregou ao Presidente da Mesa uma carta com ressalvas ao Item 22, alínea "e", das Notas explicativas às Demonstrações Financeiras da CERJ, encerradas em 31/12/2003.

- (i) Em face dos prejuízos verificados no exercício social findo em 31 de dezembro de 2003, constatou-se a inexistência de lucros a distribuir.
- (ii) Em razão do término do mandato dos atuais membros titulares e suplentes do Conselho de Administração, foi aprovada a eleição dos seguintes membros do Conselho de Administração, para um mandato de 2 (dois) anos, a findar na Assembleia Geral Ordinária de 2006:

Membros Titulares:

ANTÔNIO FERNANDO MELO MARTINS DA COSTA, português, divorciado, engenheiro, portador do RNE nº V379072-Q, e do CPF nº 230.450.848-00 residente e domiciliado na Rua Escobar Ortiz nº 499 Vila

Nova Conceição, São Paulo, SP, que ocupará o cargo de Presidente do Conselho de Administração;

GONZALO CARBÓ DE HAYA, espanhol, casado, engenheiro, portador do passaporte espanhol nº P275338, residente e domiciliado na Príncipe de Vergara, nº 187, Madri, Espanha, que ocupará o cargo de Vice-Presidente do Conselho de Administração;

CARLOS ALBERTO SILVA DE ALMEIDA E LOUREIRO, português, casado, engenheiro eletrotécnico, portador do passaporte português nº E572795 e do CPF nº 228.339.958-06, residente e domiciliado na Cidade de Cascais, na Rua Manoel Julio Carralho Costa, nº 116 – 3ª direita – 2750 – Portugal;

MARTIN SERRANO SPOERER, chileno, casado, engenheiro comercial, portador do passaporte chileno nº 13.039.523-6, residente e domiciliado na Calle Santa Rosa, 76, p.º 15, Santiago, Chile;

MARCELO ANDRES LLÉVENES REBOLLEDO, chileno, casado, engenheiro comercial, portador da carteira de identidade RNE nº V383282-E, inscrito no CPF sob o nº 058.686.147-55, residente e domiciliado na Av. Senambetiba, 5300, Bl. 2 – Apt. 101 – Condomínio Golden Green, Barra da Tijuca, Rio de Janeiro

GERARDO MARCELO ROGELIO SILVA IRIBARNE, engenheiro, chileno, portador do passaporte nº 5056359-6, domiciliado na Calle Santa Rosa, 76, piso B, Comuna de Santiago, Santiago – Chile,

ALFONSO ARIAS CAÑETE, espanhol, casado, advogado, portador do passaporte nº 50000793856-C, com domicílio na Plaza Pablo Ruiz Picasso s/nº – Torre Picasso – Planta 28 – Madrid;

RAFAEL JOSÉ LÓPEZ RUEDA, espanhol, casado, economista, portador do Passaporte Espanhol nº 9901103348, residente e domiciliado na Calle Santa Rosa, 76, Santiago, Chile;

FRANCISCO CARLOS PEREIRA COELHO, brasileiro, casado, portador da carteira de identidade nº 51896447, IEP, e do CPF nº 641.856.567-34, residente e domiciliado na Rua das Samambaias, Lote 5, Quadra C, Recanto do Japão, Araruama, RJ (representante dos empregados e aposentados da Companhia);

Respectivos Membros Suplentes:

JOAQUIM ARMANDO FERREIRA DA SILVA FILIPE, português, casado, engenheiro, portador do RNE nº V201675-B, e do CPF/MF nº 053.762.217-82, residente e domiciliado na Rua Bandeira Paulista, 530 – 14º andar, São Paulo – SP.

JOSÉ ALVES DE MELLO FRANCO, brasileiro, casado, engenheiro eletricitista, portador da identidade nº 23.470/D, CREA, e do CPF nº 283.567.996-00, residente e domiciliado na Av. Quintino Bocaiuva, 1911-A, Aptº 316, São Francisco – Niterói – RJ;

ANTONIO JOSÉ SELLARE, brasileiro, casado, administrador de empresas, portador da identidade nº 7.780.432-6-SSP/SP, e do CPF/MF nº 533.003.948-72, residente e domiciliado na Rua São Firmo nº178, Alto de Pinheiros, São Paulo - SP;

FERNANDO GASTON URBINA SOTO, chileno, casado, engenheiro civil, portador do passaporte nº 5920094-1, domiciliado na Calle Santa Teresa de Los Andes, 9100/62, Vitacura, Chile;

Permanecem vagos 5 (cinco) cargos de membros suplentes do Conselho de Administração, a serem preenchidos em futura oportunidade.

O membro eleito, Sr. ANTÔNIO FERNANDO MELO MARTINS DA COSTA, por indicação dos acionistas presentes, deverá tomar posse em seu cargo tão logo satisfeita a condição de aprovação pelo Ministério do Trabalho e Emprego.

Sendo de funcionamento não permanente, não foi pedida a instalação do Conselho Fiscal para o exercício corrente.

- (iv) Foi aprovada a remuneração global para os membros do Conselho de Administração, até a próxima Assembleia Geral Ordinária, no limite máximo de até R\$ 150.000,00 (cento e cinquenta mil reais), ficando de responsabilidade do Conselho de Administração a distribuição desses valores. Foi aprovado, ainda, o montante global da remuneração da Diretoria, de acordo com o art. 152 da Lei das Sociedades por Ações, até a próxima AGO, fixado no mesmo valor do exercício passado, ou seja, R\$ 3.700.000,00 (três milhões e setecentos mil reais), acrescido da variação do IGP-M no período anual, totalizando R\$ 3.888.036,69 (três milhões, oitocentos e oitenta e oito mil, trinta e seis reais e sessenta e nove centavos) entre rendimentos fixos e variáveis, competindo ao Conselho de Administração deliberar sobre o montante individual dos membros da Diretoria e os critérios para tal individualização, na forma prevista no item (xi) do § 1º do art. 14 do Estatuto Social da Companhia.

Assembleia Geral Extraordinária:

- (i) Foi homologado e efetivado o aumento do capital social da Companhia de R\$ 915.424.306,38 para R\$ 1.825.424.306,38, com um aumento do montante efetivo de R\$ 710.000.000,00, mediante subscrição particular de 1.339.622.641.509 novas ações ordinárias, ao preço de subscrição de R\$ 0,53 por lote de mil ações, tudo conforme aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 08 de janeiro de 2004, e a consequente alteração do Art. 5º do Estatuto Social, o qual passará a vigorar com o seguinte texto consolidado:

Artigo Quinto: O capital social totalmente subscrito e integralizado é de R\$ 1.825.424.306,38 (um bilhão, seiscentos e vinte e cinco milhões, quatrocentos e vinte e quatro mil, trezentos e seis reais e trinta e oito centavos), dividido em 4.235.186.511.194 (quatro bilhões, duzentos e trinta e cinco milhões, cento e oitenta e seis mil, quinhentos e onze mil, cento e noventa e quatro) ações ordinárias, sem valor nominal.

Parágrafo Primeiro. O capital social poderá ser aumentado, independentemente de reforma estatutária, na forma do Art. 168 da Lei nº 6.404/76, por mera deliberação do Conselho de Administração, no valor máximo de R\$ 142.307.692,88 (cento e quarenta e dois milhões, trezentos e sete mil, seiscentos e noventa e dois reais e oitenta e oito centavos), até o limite de R\$ 1.767.731.909,26 (um bilhão, setecentos e sessenta e sete milhões, setecentos e trinta e um mil, novecentos e noventa e nove reais e vinte e seis centavos), mediante a emissão das ações ordinárias correspondentes. O aumento dar-se-á sem direito de preferência aos acionistas, nas hipóteses dos incisos I e II do Art. 172 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo Segundo. As ações da CERJ serão escriturais, permanecendo em contas de depósito em Instituição autorizada, em nome de seus titulares, sem emissão de certificados, nos termos dos Arts. 34 e 35 da Lei nº 6.404/76, cabendo a cada ação o direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral.

- (II) Foi aprovada e autorizada a 2ª emissão pela Companhia ("2ª Emissão"), sob o regime de garantia firme e melhores esforços, em série única, de 29.400 (vinte e nove mil e quatrocentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas escriturais, da espécie com garantia flutuante, e com garantia adicional de penhor conforme a seguir, com valor nominal unitário de R\$10.000,00 (dez mil reais) na data de emissão, perfazendo o montante total de R\$294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais) para distribuição pública ("Debêntures" e "Distribuição Pública"), sendo que deverão ser colocadas, no mínimo, 27.000 (vinte e sete mil) Debêntures, perfazendo o montante de R\$270.000.000,00 (duzentos e setenta milhões de reais), para que seja mantida a oferta das Debêntures. Sujeta à aprovação prévia da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, foi aprovada a garantia adicional mediante a constituição de penhor de (i) direitos da Companhia perante determinadas instituições financeiras e de bens da Companhia em posse dessas instituições financeiras em decorrência da arrecadação de pagamentos e/ou cobrança (e investimentos realizados com tais recursos) de clientes da Companhia pelo fornecimento de energia elétrica, e (ii) direitos de crédito da Companhia perante o banco mandatário em decorrência de conta especialmente aberta no banco mandatário para acolher transferências feitas por tais bancos arrecadadores e/ou cobradores (e investimentos correspondentes), de forma a garantir um fluxo mensal mínimo nunca inferior a 125% (cento e vinte e cinco por cento) de maior parcela mensal remanescente de principal e juros a ser paga até o integral pagamento das Debêntures.

- (iã) Foi aprovada a delegação ao Conselho de Administração da Companhia dos poderes para deliberar sobre todas as demais condições inerentes às Debêntures, incluindo sobre a oportunidade de sua emissão, nos termos do artigo 59, §1º da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, ~~contida~~ alterada, e do parágrafo primeiro do artigo 22 do Estatuto Social. Na medida em que as condições inerentes às Debêntures forem deliberadas pelo Conselho de Administração, a Diretoria da Companhia poderá tomar todas as medidas cabíveis para efetivar a Distribuição Pública das Debêntures, incluindo, mas não se limitando, a prática dos atos necessários à assinatura do contrato de penhor mencionado acima, da respectiva escritura de emissão, à contratação de instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de valores mobiliários como intermediadoras, à contratação de

agente fiduciário, do banco mandatário, da instituição escrituradora, consultores jurídicos e demais instituições que eventualmente se façam necessárias para a realização da 2ª Emissão, fixando-lhes os respectivos honorários, bem como a publicação e o registro de documentos perante os órgãos competentes e o registro da Emissão perante a Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

7. Encerramento

Nada mais havendo a tratar, foram suspensos os trabalhos pelo tempo necessário à lavratura da presente Ata, a qual, depois de lida e aprovada, foi assinada pelos acionistas presentes, sendo pelos mesmos autorizada a sua publicação com omissão de assinaturas, nos termos do § 2º do Art. 130 da Lei nº 6.404/76.

Niterói, 29 de abril de 2004.

Gonzalo Carbó de Haya
Presidente da Assembleia e
Vice-Presidente do Conselho de Administração

Antonio Paulo Machado Fagundes
Secretário da Assembleia

EDFI - Electricidade de Portugal
Internacional, SGPS, SA

Endesa Internacional S.A.

Endesa Internacional Energia Ltda.

Energis S.A. Agencia Ilhas Cayman

Energis Internacional

Chilectra S.A.

Chilectra S.A. Agencia Ilhas Cayman

Luz de Rio Ltda.

José Alejandro Inostroza Lopez

6

JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO	
Nome: CERJ COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO	
Nº: 33.3.0033-24-4	
Protocolo: 00.0045/0013 - 00042004	
CERTIFICADO DE DEFERIMENTO EM 04/05/2004	
NÚMERO E DATA ABERTURA	
00001433015	DATA: 04/05/2004
SECRETARIA JUDICIAL	

CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO
 CNPJ/MF 33.050.071/0001-58 - NIRE 33.3.0005494-4
 Companhia Aberta

**ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
 REALIZADA EM 01 DE JUNHO DE 2004**

1. **DATA, HORA E LOCAL:** Dia 01 de junho de 2004, às 10:30 hrs. na sede social, na Praça Leoni Ramos, nº 1, na Cidade do Niterói, Estado do Rio de Janeiro.

2. **CONVOCAÇÃO:** Avisos de convocação encaminhados em conformidade com o Artigo 13 do Estatuto Social.

3. **PRESENCAS E INSTALAÇÃO:** Presentes mais da metade dos membros em exercício do Conselho de Administração, havendo, portanto, quorum necessário para deliberação das matérias constantes da ordem do dia. Presentes os Srs. Gonzalo Carbó de Haya, Rafael José López Rueda, Marcelo Andrés Llévénos Rebolledo, Gerardo Marcelo Rogelio Silva Iribarne, Martín Serrano Spöcker, Alfonso Arias Cañete e Francisco Carlos Pereira Coelho.

4. **MESA:** Sr. Gonzalo Carbó de Haya - Presidente da Mesa e Vice - Presidente do Conselho e o Sr. Antonio Paulo Machado Fagundes - Secretário.

5. **ASSUNTOS EM PAUTA E DELIBERAÇÕES:** Os membros do Conselho de Administração, por unanimidade de votos e sem quaisquer restrições, deliberaram o quanto segue:

5.1. **CONDIÇÕES DE EMISSÃO DAS DEBÊNTURES.** Nos termos da Assembleia Geral Extraordinária de 29 de abril de 2004, e com base no artigo 59, §1º da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei nº 6.404/76"), e no artigo 22, parágrafo primeiro do Estatuto Social, aprovar as condições para distribuição pública pela Companhia, sob o regime de garantia firme e de melhores esforços, em série única, da 2ª emissão ("Emissão") de 29.400 (vinte e nove mil e quatrocentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas escriturais, da espécie com garantia flutuante e com garantia adicional de penhor, com valor nominal unitário de R\$10.000,00 (dez mil reais) na data de emissão, perfazendo o montante total de R\$294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais), na data de emissão ("Debêntures"), sendo que deverão ser colocadas, no mínimo 27.000 (vinte e sete mil) Debêntures, perfazendo o montante de R\$270.000.000,00 (duzentos e setenta milhões de reais), para que seja mantida a oferta das Debêntures, conforme segue:

A. Data de Emissão. Para todos os efeitos legais, a data de Emissão das Debêntures será 01 de junho de 2004 ("Data de Emissão").

B. Certificados. Não serão emitidos certificados representativos das Debêntures.

C. Prazo e Data de Vencimento. As Debêntures terão prazo de 36 (trinta e seis) meses, a partir da Data de Emissão, vencendo, portanto, em 01 de junho de 2007. ("Data de Vencimento"), ocasião em que a Companhia se obriga a proceder ao pagamento do valor

principal das Debêntures que ainda se encontrarem em circulação, pelo seu saldo não amortizado do Valor Nominal ("Saldo do Valor Nominal"), acrescido da Remuneração de que trata o item F abaixo, calculada *pro rata temporis*, a partir da última Data de Pagamento de Remuneração, até a data de seu efetivo pagamento, conforme definida no item G abaixo.

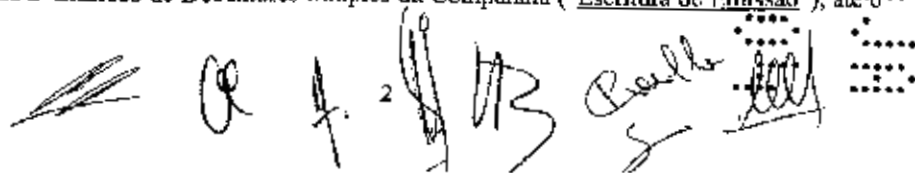
D. Garantias Adicionais. Nos termos da Assembleia Geral Extraordinária de 29 de abril de 2004, e sujeito à aprovação prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, as Debêntures terão ainda garantia adicional de penhor sobre (i) todos os direitos da Companhia perante determinadas instituições financeiras e bens em posse dessas instituições financeiras em decorrência de contratos de arrecadação de pagamentos e/ou cobrança (e eventuais investimentos realizados com tais recursos) de clientes da Companhia pelo fornecimento de energia elétrica, e (ii) direitos de crédito da Companhia perante o banco mandatário em decorrência de conta especialmente aberta no banco mandatário para acolher transferências feitas pela Companhia e/ou por tais bancos arrecadadores e/ou cobradores (e investimentos correspondentes), de forma a garantir um fluxo mensal mínimo nunca inferior a 125% (cento e vinte e cinco por cento) da maior parcela mensal remanescente de principal e juros a ser paga até o integral pagamento das Debêntures.

E. Preço de Subscrição e Integralização. As Debêntures serão subscritas pelo seu Valor Nominal, acrescido da Remuneração (conforme definida abaixo), calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data da efetiva integralização. As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.

F. Remuneração. As Debêntures farão jus a juros remuneratórios, a partir da Data de Emissão, incidentes sobre o Saldo do Valor Nominal, equivalentes à taxa média dos depósitos interfinanceiros ("Taxa DI") de um dia, *over* extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias, calculada e divulgada pela CETIP - Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP"), no Informativo Diário, disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) e no jornal "Gazeta Mercantil", edição nacional, ou na falta deste, em outro jornal de grande circulação, acrescida exponencialmente de *spread* de 4% a.a. (quatro por cento ao ano).

O período de pagamento da Remuneração ("Período de Pagamento de Juros") é, para o primeiro Período de Pagamento de Juros, o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, inclusive, e termina no dia imediatamente anterior à primeira Data de Pagamento de Remuneração (conforme definida abaixo), ou seja, 01 de setembro de 2004, e, para os demais Períodos de Pagamento de Juros, o intervalo de tempo que se inicia em uma Data de Pagamento de Remuneração, inclusive, e termina no dia imediatamente anterior à Data de Pagamento de Remuneração subsequente. Cada Período de Pagamento de Juros sucede o anterior sem solução de continuidade, até a Data de Vencimento.

G. Periodicidade do Pagamento da Remuneração. A Remuneração será paga trimestralmente, a partir da Data de Emissão e mensalmente, a partir do 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, a contar da Data de Emissão (cada data de pagamento da Remuneração, uma "Data de Pagamento de Remuneração"), sendo que a Data de Pagamento da Remuneração após o 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, deverá coincidir com a data de amortização do principal. Considerar-se-ão automaticamente prorrogados os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente do Instrumento Particular de Escritura da 2ª Emissão de Debêntures Simples da Companhia ("Escritura de Emissão"), até o



primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

H. Amortização e Pagamento do Principal. O Valor Nominal das Debêntures será pago em 24 (vinte e quatro) parcelas mensais e sucessivas, a partir do 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, a contar da Data de Emissão, sendo 23 (vinte e três) amortizações no valor de R\$416,66 (quatrocentos e dezesseis reais e sessenta e seis centavos) por Debênture e a última amortização no valor de R\$416,82 (quatrocentos e dezesseis reais e oitenta e dois centavos) por Debênture.

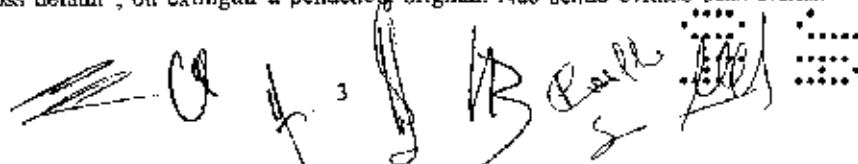
I. Resgate Antecipado Facultativo. A Companhia poderá, a qualquer tempo, mediante notificação aos Debenturistas com 15 (quinze) dias de antecedência, promover o resgate antecipado parcial ou total das Debêntures em circulação pelo Saldo do Valor Nominal, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração ("Valor de Resgate"), conforme o caso, até a data do efetivo resgate. Adicionalmente, a Companhia deverá pagar um prêmio de 1% (um por cento) calculado sobre o Valor de Resgate, observado o disposto no artigo 55, parágrafo primeiro, da Lei nº 6.404/76.

J. Vencimento Antecipado. O Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativamente às Debêntures e exigir o imediato pagamento, pela Companhia, do Saldo do Valor Nominal, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, independentemente de qualquer aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial à Companhia, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos, os quais a Companhia reconhece serem causas direta para aumento indevido do risco de inadimplimento das obrigações assumidas pela Companhia relativamente às Debêntures:

(a) pedido de concordata, decretação de falência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou pedido de auto-falência da Companhia e/ou de seus atuais controladores diretos ou indiretos;

(b) protesto legítimo de títulos líquidos, certos e exigíveis, contra a Companhia, cujo valor agregado devido e não pago ultrapasse R\$15.000.000,00 (quinze milhões de reais), salvo (i) se o protesto vier a ser comprovadamente efetuado por erro ou má-fé de terceiros, ou se for susinado ou cancelado, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 15 (quinze) dias úteis de sua ocorrência, ou (ii) protestos relativos a pagamentos de compras de energia e encargos do sistema, objetos de discussão legítima seja junto a órgãos regulatórios e/ou na esfera judicial, sendo certo que, caso solicitado pelo Agente Fiduciário, a Companhia deverá comprovar, em caso de discussão na esfera judicial, que possuía recursos em caixa suficientes para o pagamento do título em questão;

(c) vencimento antecipado de qualquer obrigação líquida, certa e exigível da Companhia de valor igual ou superior a R\$15.000.000,00 (quinze milhões de reais) ou equivalente em outras moedas, salvo se tal vencimento antecipado ocorrer comprovadamente por erro ou má-fé de terceiros. A Companhia terá um prazo de 15 (quinze) dias úteis, contados da data da declaração de vencimento antecipado, para curar os efeitos do vencimento antecipado, inclusive "cross default", ou extinguir a pendência original. Não sendo evitado seus efeitos



nenhuma extinta a pendência original, nesse prazo, as obrigações referentes às Debêntures permanecerão vencidas antecipadamente na forma deste item "J", surtindo todos os efeitos da declaração de vencimento antecipado. Tendo sido evitados tais efeitos ou extinta a pendência no referido prazo, as obrigações referentes às Debêntures deixarão de estar vencidas na forma deste item "J" (condição resolutiva);

(d) ocorrência de qualquer alteração na composição societária que venha a resultar na perda ou cessação do controle acionário direto ou indireto da Companhia, não se estendendo tal hipótese àquelas operações de transferência ou alienação de ações entre sociedades do mesmo grupo econômico, desde que o controle indireto e final da Companhia permaneça o mesmo;

(e) fusão envolvendo a Companhia, ou a sua cisão ou a sua incorporação, exceto se a operação for previamente aprovada pelos debenturistas, nos termos previstos no "caput" do artigo 231 da Lei nº 6.404/76 e na Escritura de Emissão, ou for garantido aos Debenturistas o resgate das Debêntures de que forem titulares, nos termos dos parágrafos primeiro e segundo do artigo 231 da Lei nº 6.404/76 e do item "O" abaixo;

(f) ocorrência de mudança na condição financeira ou nas perspectivas de negócios da Companhia que objetivamente afete ou possa afetar, de maneira significativa e adversa, a capacidade da Companhia de cumprir fiel e integralmente com suas obrigações relativamente às Debêntures;

(g) intervenção na concessão do serviço público do qual a Companhia é titular, extinção ou qualquer outra forma de limitação ou perda pela Companhia da referida concessão, bem como a perda ou a revogação de qualquer outra autorização necessária e essencial para continuidade das suas atividades;

(h) descumprimento pela Companhia de qualquer obrigação pecuniária relacionada à 2ª Emissão;

(i) descumprimento pela Companhia de qualquer obrigação não pecuniária relacionada à 2ª Emissão assumidas na Escritura de Emissão (exceto pela obrigação prevista na sua alínea (q) do item 5.1), no Instrumento Particular de Contrato de Coordenação, Colocação e Distribuição Pública de Debêntures Simples, da Espécie com Garantia Flutuante e com Garantia Adicional, sob Regime de Garantia Firme e de Melhores Esforços da 2ª Emissão, em Série Única ("Contrato de Distribuição") e no Instrumento Particular de Contrato de Penhor e Outras Avenças ("Contrato de Penhor"), e desde que tais descumprimentos não sejam sanados dentro do prazo de 15 (quinze) dias úteis contados de aviso escrito enviado à Companhia pelo agente fiduciário;

(j) no prazo de 180 (cento e oitenta) dias contados a partir de 21 de janeiro de 2004, não ocorrer a conversão em capital de empréstimo entre a Companhia e qualquer empresa do seu grupo controlador ("Empréstimos Intercompanies", quando no plural e "Empréstimo Intercompany", quando no singular) que a Companhia detém com a ENERSIS Internacional através da sua subsidiária Cerj Overseas Ltd., no valor de R\$710.000.000,00 (setecentos e dez milhões de reais), por meio de ato(s) societário(s) específico(s), nos termos da legislação vigente;



(k) pagamento aos acionistas da Companhia de dividendos, incluindo dividendos a título de antecipação e/ou sob forma de juros sobre capital próprio, acima daqueles previstos no artigo 202 da Lei nº 6.404/76 e no Estatuto Social da Companhia;

(l) pagamento de principal e/ou juros de qualquer empréstimo *Intercompanies*, durante todo o prazo das Debêntures, excetuando-se os pagamentos de principal e juros dos empréstimos já contratados relacionados abaixo:

1.1 Dívida entre a Endesa Internacional Ltda. (credora) e a Companhia (devedora), conforme contrato celebrado em 10 de julho de 2002, no valor histórico de R\$3.737.046,08, atualizado monetariamente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas - IGPM e com juros de 12% ao ano a título de remuneração;

Os pagamentos de principal, juros e/ou outros encargos relacionados a este empréstimo somente poderão ser efetuados nas mesmas épocas e datas de pagamento de principal, juros e/ou encargos das Debêntures, conforme o caso, sendo certo, ainda, que o pagamento de principal do acima mencionado empréstimo somente poderá ser efetuado na mesma proporção de pagamento do principal das Debêntures (*Pari Passu*). As taxas de juros e/ou os montantes dos demais encargos vigentes neste empréstimo permanecem inalterados;

1.2 Dívida entre a Luz de Rio Ltda. (credora) e a Companhia (devedora), conforme contrato celebrado em 10 de julho de 2002, no valor histórico de R\$13.309.858,13, atualizado monetariamente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas - IGPM e com juros de 12% ao ano a título de remuneração;

Os pagamentos de principal, juros e/ou outros encargos relacionados a este empréstimo somente poderão ser efetuados nas mesmas épocas e datas de pagamento de principal, juros e/ou encargos das Debêntures, conforme o caso, sendo certo, ainda, que o pagamento de principal do acima mencionado empréstimo somente poderá ser efetuado na mesma proporção de pagamento do principal das Debêntures (*Pari Passu*). As taxas de juros e/ou os montantes dos demais encargos vigentes neste empréstimo permanecem inalterados;

1.3 Empréstimo de mútuo entre a Investluz S.A. (credora) e a Companhia (devedora), contratado em 04 de julho de 2003, no valor de principal de R\$55.000.000,00 e juros equivalentes a 115% da Taxa DI, a título de remuneração;

1.4 Empréstimo de mútuo entre a Investluz S.A. (credora) e a Companhia (devedora), contratado em 25 de novembro de 2003, no valor de principal de R\$16.836.755,00 e juros equivalentes a 115% da Taxa DI, a título de remuneração;

(m) celebração de novos Empréstimos *Intercompanies* que resultem para a Companhia em fluxo financeiro de saída (seja por meio de mútuos da Companhia para qualquer empresa do grupo Endesa - existente ou a ser constituída -, ou mútuo que a Companhia já tenha registrado - ou venha a receber -, pelo qual se espere que a Companhia pague juros), durante todo o prazo das Debêntures, excetuando-se aqueles cuja data(s) de pagamento de principal, juros e/ou outros encargos, que signifique fluxo financeiro de saída, seja(m) posterior(es) ao cumprimento de toda e qualquer obrigação relacionada às Debêntures;

(n) redução de capital da Companhia e/ou recompra de ações da Companhia, exceto se previamente autorizada pelos debenturistas, nos termos do parágrafo 3º do Artigo 174 da Lei nº 6.404/76 e na Escritura de Emissão;

(o) não manutenção dos seguintes índices financeiros, os quais serão calculados trimestralmente com base na consolidação "pro-forma" das demonstrações financeiras da Companhia com a sua subsidiária Cerj Overseas Ltd. (enquanto ela existir e/ou for subsidiária integral da Companhia), a partir das quais a Companhia calculará os índices financeiros, que serão revisados por auditor independente:

a.1) O índice obtido da divisão da Dívida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não deverá ser superior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos:

Anos	Índices
2004	2,75 vezes
2005	2,75 vezes
2006	2,5 vezes
2007	2,5 vezes

Onde:

"Dívida Financeira" significa o saldo de dívidas bancárias, incluindo empréstimos com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES ou agências multilaterais, obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos funcionários da Companhia, não considerando para tal definição o cálculo atuarial, acrescido de despesas líquidas com operações de *hedge*, dívida com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, dívida com as Debêntures, e mútuos com partes relacionadas, excluindo deste cálculo RTE -- Recomposição Tarifária Extraordinária, CVA - Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela "A" e energia livre; e

"EBITDA" significa o lucro ou prejuízo líquido da Companhia antes da contribuição social e imposto de renda, subtraindo-se as receitas e adicionando-se as despesas geradas pelos resultados não operacionais, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, depreciação e amortização, definição esta na forma usualmente aceita pelos princípios contábeis brasileiros.

a.2) O índice obtido, trimestralmente, da divisão do EBITDA pelos Juros (conforme definidos abaixo) não deverá ser inferior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos.

Anos	Índices
2004	2,0 vezes
2005	2,0 vezes
2006	3,0 vezes
2007	3,0 vezes

Onde:

"Juros" significam, tendo em vista apenas os efetivamente desembolsados, os juros de dívida bancária (incluindo juros devidos ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

- BNDES e a agências multilaterais), acrescido de juros pagos ao fundo de pensão e parcela "caixa" da variação monetária e cambial, mais as despesas líquidas de *hedge*, com efeito caixa, mais os juros pagos às Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, mais os juros pagos das Debêntures, mais os juros efetivamente pagos por conta de mútuos com partes relacionadas (deduzidos de eventuais juros recebidos de partes relacionadas - por conta dos Empréstimos *Intercompanies* registrados no ativo da Companhia- no trimestre em questão. Estão excluídos deste cálculo (i) os juros efetivamente desembolsados por conta de: RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária e CVA - Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela "A", e também as despesas oriundas de provisões (que não tiveram impacto no caixa, mas apenas registro contábil) e (ii) toda e qualquer receita financeira.

o.3) O índice obtido da divisão da Dívida de Curto Prazo (conforme definida abaixo) pelo EBITDA não deverá ser superior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos:

Anos	Índices
2004	1,79 vezes
2005	1,51 vezes
2006	1,13 vezes
2007	1,00 vez

Onde:

"Dívida de Curto Prazo" significa a dívida bancária de curto prazo, acrescida da parcela corrente das dívidas de longo prazo (incluindo parcela corrente das Debêntures e parcelas devidas ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e a agências multilaterais), mais a parcela corrente das obrigações com fundo de pensão, não considerando para tal definição o cálculo atuarial, mais o passivo somado com o ativo de *hedge* (registrado no curto prazo e desde que tenham efeito caixa no período de apuração), mais a parcela corrente da dívida com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, mais a parcela corrente dos mútuos com partes relacionadas, apuradas trimestralmente com base nas informações trimestrais auditadas ou revisadas, conforme o caso, da Companhia. Não entram também neste cálculo: parcela corrente de: RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária, CVA - Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela "A", conforme definido pela regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e energia livre.

Os cálculos referentes à anualização do EBITDA e dos Juros descritos nesta alínea devem ser feitos da seguinte forma: (i) o primeiro cálculo (o qual será realizado em junho de 2004) utilizará como base os valores apurados nos seis primeiros meses de 2004 (até 30 de junho de 2004) multiplicados por 2 (de forma a se ter valores "pro-forma" que reflitam 12 meses de operação da Companhia); (ii) o segundo cálculo (o qual será realizado em setembro de 2004) utilizará como base os valores apurados nos nove primeiros meses de 2004 (até 30 de setembro de 2004), os quais serão divididos por 3 e multiplicados por 4 (de forma a se ter valores "pro-forma" que reflitam 12 meses de operação da Companhia); e (iii) os demais cálculos trimestrais desses índices financeiros serão apurados com base nos valores referentes aos quatro últimos trimestres.

(p) liquidação, dissolução ou extinção da Companhia;

(g) comprovação de inveracidade, insuficiência, incorreção ou inconsistência de qualquer declaração feita pela Companhia na Escritura de Emissão e no Contrato de Distribuição, ou qualquer informação do prospecto de emissão que afete de forma adversa as Debêntures;

(r) não extinção do penhor constituído em favor do Citibank N.A. e do Banco Citibank S.A., conforme previsto na alínea (g) do item 5.1 da Escritura de Emissão e no item (c) da Cláusula 2 do Contrato de Penhor.

Na ocorrência do vencimento antecipado das Debêntures, a Companhia obriga-se a efetuar o pagamento do Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Companhia nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados de comunicação nesse sentido a ser enviada pelo agente fiduciário à Companhia, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item L abaixo. Nos termos da alínea (c) do item "J" acima, caso a Emissora cure os efeitos do vencimento antecipado das obrigações líquidas no prazo de 15 (quinze) dias úteis previsto em tal alínea, os recursos eventualmente recebidos nos termos deste parágrafo deverão ser imediatamente retornados à Emissora.

K. Local do Pagamento. Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados utilizando-se, conforme o caso: (a) os procedimentos adotados pela CETIP, para as Debêntures registradas no Sistema Nacional de Debêntures ("SND"); ou, no caso do titulares de Debêntures que não sejam vinculados ao SND, (b) pelo banco mandatário, mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas.

L. Encargos Moratórios. Ocorrendo impontualidade no pagamento, pela Companhia, de qualquer quantia devida aos Debenturistas, os débitos vencidos e não pagos pela Companhia, ficarão, desde a data da inadimplência até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou intimação judicial ou extrajudicial, sujeitos a: (a) multa não compensatória de 2% (dois por cento); (b) juros moratórios à razão de 1% (um por cento) ao mês; e (c) incidência da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a data em que o pagamento era devido até a data do efetivo pagamento pela Companhia.

M. Decadência dos Direitos aos Acréscimos. Sem prejuízo do disposto no Item "L" acima, o não-comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a qualquer das obrigações pecuniárias devidas pela Companhia, nas datas previstas na Escritura de Emissão ou em comunicado publicado pela Companhia, não lhe dará direito ao recebimento de remuneração e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

N. Repactuação. Não haverá repactuação das Debêntures.

O. Resgate em Caso de Incorporação, Fusão ou Cisão: A Companhia poderá realizar operações de incorporação, fusão ou cisão, sem a prévia aprovação dos debenturistas, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas, conforme disposto na Escritura de Emissão, se for assegurado aos Debenturistas que o descreverem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses a contar da data de publicação das assembleias relativas à operação, o resgate das Debêntures de que forem titulares. Os Debenturistas que optarem por resgatar suas Debêntures deverão



manifestar sua intenção, por escrito, ao agente fiduciário, que por sua vez terá o prazo de 1 (um) dia útil contado da data do recebimento de tal manifestação para comunicar a Companhia a respeito dessa decisão. A Companhia, por sua vez, deverá promover o resgate dessas Debêntures pelo Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do efetivo resgate, observado o disposto no artigo 55, parágrafo primeiro, da Lei nº 6.404/76. O prazo máximo para a realização do resgate pela Companhia é de 5 (cinco) dias contados do aviso enviado pelo agente fiduciário.

P. Publicidade. Os anúncios de início e encerramento de distribuição das Debêntures serão publicados na edição nacional do jornal Valor Econômico. Com exceção dos anúncios de início e encerramento, todos os atos e decisões que vierem, de qualquer forma, a envolver interesses dos debenturistas serão, obrigatoriamente, veiculados, na forma de avisos, nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Jornal do Comércio, O Fluminense e na edição nacional do jornal Valor Econômico.

Q. Procedimento de Distribuição. As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme para o volume de R\$270.000.000,00 (duzentos e setenta milhões de reais) e de melhores esforços para o volume de R\$24.000.000,00 (vinte e quatro milhões de reais), com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para colocação por meio do Sistema de Distribuição de Títulos ("SDT"), administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro ("ANDIMA") e operacionalizado pela CETIP. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que os coordenadores, com expressa anuência da Companhia, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo instituições financeiras, e levarão em conta principalmente a relação de crédito existente entre a Companhia e essas instituições financeiras. Após serem atendidas tais instituições financeiras, as Debêntures serão ofertadas a investidores institucionais brasileiros em geral.

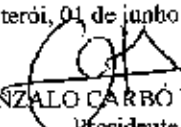
R. Negociação. As Debêntures serão registradas para negociação, no mercado primário, por meio do SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e, no mercado secundário, por meio do SND, também administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.

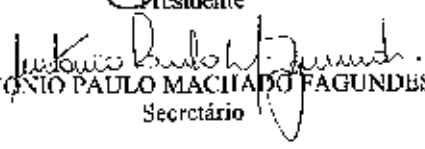
S. Destinação dos Recursos. Os recursos obtidos por meio da 2ª Emissão serão utilizados para pagamento das dívidas que a Companhia possui (a) com os seguintes coordenadores da distribuição pública das Debêntures, cujos valores em 31 de março de 2004 eram de, aproximadamente: (i) Banco Bradesco S.A.: R\$77 milhões; (ii) Banco Citibank S.A.: R\$51 milhões; (iii) Banco Itaú BBA S.A.: R\$60 milhões; (iv) Banco ABN Amro Real S.A.: R\$29 milhões (equivalentes a US\$10 milhões, utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086 por dólar norte-americano); e (v) Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A.: R\$10 milhões; e (b) com o Citibank N.A., cujo valor em 31 de março de 2004 era de aproximadamente R\$24 milhões (equivalente a US\$8,3 milhões utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086), conforme contratos que substanciam tais dívidas e que serão identificados nos documentos pertinentes da Emissão. O eventual saldo remanescente será utilizado para reforço de capital de giro. Caso haja distribuição parcial das Debêntures, sendo, portanto, captados recursos em montante inferior ao montante total mencionado no item 5.1. acima, a Companhia poderá buscar os recursos faltantes por meio de outras formas de financiamento junto às instituições financeiras com a qual mantém relações de crédito.

5.2 AUTORIZAÇÃO: Nos termos da Assembleia Geral Extraordinária de 29 de abril de 2004, autorizar a Diretoria da Companhia a tomar todas as medidas cabíveis para efetivar a colocação/distribuição pública das Debêntures, incluindo a prática dos atos necessários à assinatura da Escritura de Emissão, Contrato de Distribuição e Contrato de Penhor, à contratação de instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de valores mobiliários como intermediadoras, à contratação do agente fiduciário, do banco mandatário, banco escrituralor, fixando-lhes os respectivos honorários, bem como ao registro dos documentos de natureza societária perante os órgãos competente e ao registro da Emissão perante a Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

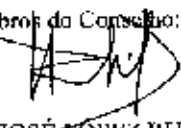
5.3 ENCERRAMENTO DA REUNIÃO: Nada mais havendo a tratar, foi encerrada a reunião, da qual se lavrou a presente ata que, lida e achada conforme, foi pelos presentes assinada.

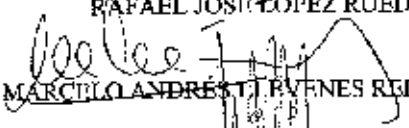
Niterói, 01 de junho de 2004.


GONZALO CARRÓ DE HAYA
Presidente

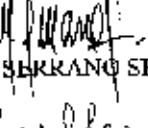

ANTÔNIO PAULO MACHADO FAGUNDES
Secretário

Membros do Conselho:

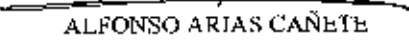

RAFAEL JOSÉ LÓPEZ RUEDA


MARCELO ANDRÉS J. EVÉNES REBOLLO


GERARDO MARCELO ROGELIO SILVA IRIHARNE


MARTÍN SERRANO SPOERER


FRANCISCO CARLOS PEREIRA COELHO


ALFONSO ARIAS CAÑETE

 JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO Nome: CPFL COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO Nire: 35.1.000184-4 Matrícula: 02.004.0946340 - 1506202- CERTIFICADO DE REGISTRO EM 21/06/2004 NÚMERO E DATA/ANO		E O REGISTRO SOB O  VALÉRIO DE M. FARIA SECRETÁRIO GERAL
00001436864 DATA: 21/06/2004		

ANEXO VI

Estatuto Social atualizado da Emissora

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**ESTATUTO SOCIAL DA
CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO**

**CAPÍTULO I
DA DENOMINAÇÃO, ORGANIZAÇÃO, SEDE, DURAÇÃO E
OBJETO**

ARTIGO PRIMEIRO - A CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, que usará a abreviatura CERJ, é uma sociedade anônima e terá suas atividades regidas por este Estatuto e pela legislação em vigor.

ARTIGO SEGUNDO - A CERJ tem por objeto social:

- a) estudar, planejar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, bem como serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, podendo administrar e/ou incorporar outros sistemas de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade, organizar subsidiária, ou incorporar outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seus objetivos;
- b) participar de pesquisas vinculadas ao setor energético, notadamente nas áreas de geração, transmissão e formação de pessoal técnico e a preparação de operários qualificados, através de programas de treinamento e cursos especializados;
- c) participar de organizações regionais, nacionais e internacionais, voltadas ao planejamento, operação, intercâmbio técnico e desenvolvimento empresarial, relacionadas com a área de energia elétrica; e
- d) participar de outras empresas do setor elétrico como sócia ou acionista, inclusive no âmbito de programas de privatização, no Brasil e no exterior.

ARTIGO TERCEIRO - A sede e o foro da Companhia são os da cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, podendo instalar em qualquer parte do Território Nacional sucursais, filiais, agências, postos de serviço, depósitos e escritórios que se fizerem necessários desde que aprovados pelo Conselho de Administração.

ARTIGO QUARTO - A duração da Companhia é indeterminada.

CAPÍTULO II DO CAPITAL E DAS AÇÕES

ARTIGO QUINTO - O capital social totalmente subscrito e integralizado é de R\$ 1.625.424.306,38 (um bilhão, seiscentos e vinte e cinco milhões, quatrocentos e vinte e quatro mil, trezentos e seis reais e trinta e oito centavos), dividido em 4.235.186.511,194 (quatro trilhões, duzentos e trinta e cinco bilhões, cento e oitenta e seis milhões, quinhentos e onze mil, cento e noventa e quatro) ações ordinárias, sem valor nominal.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - O capital social poderá ser aumentado, independentemente de reforma estatutária, na forma do Art. 168 da Lei nº 6.404/76, por mera deliberação do Conselho de Administração, no valor máximo de R\$ 142.307.692,88 (cento e quarenta e dois milhões, trezentos e sete mil, seiscentos e noventa e dois reais e oitenta e oito centavos), até o limite de R\$ 1.767.731.999,26 (um bilhão, setecentos e sessenta e sete milhões, setecentos e trinta e um mil, novecentos e noventa e nove reais e vinte e seis centavos), mediante a emissão das ações ordinárias correspondentes. O aumento dar-se-á sem direito de preferência aos acionistas, nas hipóteses dos incisos I e II do Art. 172 da Lei nº 6.404/76.

PARÁGRAFO SEGUNDO - As ações da CERJ serão escriturais, permanecendo em contas de depósito em instituição autorizada, em nome de seus titulares,

sem emissão de certificados, nos termos dos Arts. 34 e 35 da Lei nº 6.404/76, cabendo a cada ação o direito a um voto nas deliberações da Assembléia Geral”.

ARTIGO SEXTO - A integralização das ações obedecerá às normas e condições estabelecidas pela Assembléia Geral.

ARTIGO SÉTIMO - A instituição depositária poderá cobrar do acionista o custo do serviço de transferência da propriedade das ações escriturais.

ARTIGO OITAVO- Em caso de aumento de Capital Social, os acionistas da companhia terão direito de preferência para a subscrição de ações correspondentes ao aumento nos termos da Lei, na proporção do número de ações que já possuem.

ARTIGO NONO - A cada ação ordinária nominativa corresponde um voto nas deliberações da Assembléia Geral.

CAPÍTULO III DA ADMINISTRAÇÃO

ARTIGO DEZ - A CERJ será administrada por um Conselho de Administração, órgão colegiado de funções deliberativas, com as atribuições previstas na lei, sem prejuízo daquelas estabelecidas neste Estatuto, e por uma Diretoria composta por 6 (seis) membros, sendo um (i) o Diretor Presidente, (ii) o Diretor Vice-Presidente Técnico, (iii) o Diretor Vice-Presidente Comercial, (iv) o Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro, (v) o Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos e (vi) o Diretor Vice-Presidente de Relações Institucionais.

ARTIGO ONZE - A investidura nos cargos de Conselheiro de Administração e de Diretor far-se-á mediante termo lavrado em livro próprio. Parágrafo

Único - Findo o mandato, os administradores permanecerão no exercício de seus cargos, até a investidura de seus sucessores.

ARTIGO DOZE - O Conselho de Administração será constituído de 09 (nove) membros e até igual número de suplentes, eleitos pela Assembléia Geral, com mandato de 02 (dois) anos, cabendo a um deles a Presidência do Conselho e a outro a Vice-Presidência, respectivamente.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - Os empregados e aposentados da CERJ e os empregados e aposentados da BRASILETROS, individualmente ou através de sociedade de participação, condomínio ou clube de investidores, terão direito de eleger um membro do Conselho de Administração.

PARÁGRAFO SEGUNDO - No caso de impedimento temporário do Presidente do Conselho, o seu substituto será o Vice-Presidente do Conselho.

ARTIGO TREZE - O Conselho de Administração reunir-se-á, com a presença da maioria de seus membros, trimestralmente, ou quando necessário, sempre que convocado por seu Presidente ou pelo Vice-Presidente, ou ainda por dois de seus membros, com a antecedência mínima de 24 (vinte e quatro) horas; as deliberações, consignadas em ata, no livro próprio, serão tomadas por maioria de votos, sem que o Presidente do Conselho tenha voto de desempate.

ARTIGO QUATORZE - Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da CERJ, através de diretrizes fundamentais de administração, bem como o controle superior da CERJ, pela fiscalização da observância das diretrizes por ele fixadas, acompanhamento da execução dos programas aprovados e verificação dos resultados obtidos.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - No exercício de suas atribuições, cabe também ao

Conselho de Administração deliberar sobre o seguinte:

- (i) aprovação do plano anual de financiamento, incluindo gestão de caixa e sua alteração, contrair empréstimo no País ou no exterior em valor superior a R\$ 50.000.000,00;
- (ii) aprovação do plano anual de investimento no ativo fixo da Companhia;
- (iii) a prestação de garantia a financiamentos, tomados no País ou no exterior, em valor superior a R\$50.000.000,00;
- (iv) eleição e destituição de Diretores, fixando-lhes as atribuições;
- (v) a estrutura organizacional da empresa;
- (vi) fiscalização da gestão da empresa, inclusive mediante requisição de informações ou exame de livros e documentos;
- (vii) a convocação da Assembléia Geral;
- (viii) o relatório da administração e das contas da Diretoria Executiva;
- (ix) aprovação e alteração de plano estratégico de longo prazo;
- (x) a escolha e destituição de auditores independentes;
- (xi) fixação de participações de Diretores e outros empregados nos lucros da CERJ;
- (xii) seleção, contratação e destituição de administradores de subsidiárias e de outras sociedades em que a CERJ detenha participação;
- (xiii) participação em licitação ou rejeição pela CERJ de nova concessão de serviço público, bem como aceitação ou rejeição de qualquer modificação de seus termos ou cessão de direitos decorrentes de tal concessão;

- (xiv) propostas de planos que disponham sobre admissão, carreira, acesso, vantagens e regime disciplinar para os empregados da CERJ;
- (xv) alienação de bens do ativo permanente, cujo valor exceda a R\$ 50.000.000,00;
- (xvi) fazer pré-pagamento ou renovação de dívidas referente ao principal, em montante igual ou superior ao R\$50.000.000,00;
- (xvii) alienação ou aquisição de participações em outras empresas, a serem registradas no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% (cinco por cento) do valor do ativo permanente no último Balanço publicado;
- (xviii) aprovar a nomeação de procuradores da CERJ para representá-los nas assembleias gerais de acionistas das sociedades em que a CERJ detenha participação acionária; e
- (xix) emissão de notas promissórias comerciais para distribuição pública, estabelecendo:
 - I - o valor da emissão e a sua divisão em séries, se for o caso;
 - II - a quantidade e valor nominal das Notas Promissórias;
 - III - as garantias, quando for o caso;
 - IV - as condições de remuneração e de atualização monetária, se houver;
 - V - o prazo de vencimento dos títulos;
 - VI - o demonstrativo para comprovação dos limites previstos na legislação aplicável;
 - VII - o local de pagamento;

VIII - a contratação de prestação de serviços, tais como custódia, liquidação, emissão de certificados, agente pagador, conforme o caso; e

IX - e todas as demais condições e características da emissão.

PARÁGRAFO SEGUNDO - O Conselho de Administração, em cada exercício, examinará e submeterá à decisão da Assembleia Geral Ordinária, o Relatório da Administração, balanço patrimonial, a demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados, a demonstração do resultado do exercício, a demonstração das origens e aplicações dos recursos, bem como a proposta de distribuição de dividendos e de aplicação dos valores excedentes, anexando o parecer do Conselho Fiscal e o certificado dos auditores independentes.

ARTIGO QUINZE - No caso de vacância ou impedimento temporário do cargo de membro do Conselho o mesmo será substituído por seu suplente, que servirá até a primeira Assembleia Geral que eleger o seu substituto.

ARTIGO DEZESSEIS - A Diretoria é o órgão executivo da Companhia e é composta de 06 (seis) membros, eleitos e destituíveis pelo Conselho de Administração, observadas as disposições do Art. 14, sendo o prazo de gestão de 02 (dois) anos, permitida a reeleição, à qual caberá a Administração da Sociedade, nos limites das atribuições estabelecidas pelo mencionado Conselho.

ARTIGO DEZESSETE - À Diretoria Executiva caberá, dentro da orientação traçada pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração, assegurar o funcionamento regular da CERJ.

ARTIGO DEZOITO - O Diretor-Presidente exercerá as atribuições que lhe forem determinadas pelo Conselho de Administração, sendo responsável pelas áreas de planejamento estratégico e controle de gestão da CERJ, pelo departamento de auditoria, pelo departamento jurídico e pelo departamento

de relações corporativas, bem como a representação ativa e passiva da Companhia.

ARTIGO DEZENOVE - Os demais Diretores exercerão as atribuições que lhes forem determinadas pelo Conselho de Administração, sendo o Diretor Vice-Presidente Técnico responsável pelas áreas de planejamento técnico, engenharia, operação de redes e investimentos e transmissão e sub-transmissão; o Diretor Vice-Presidente Comercial responsável pelas áreas comercial e de distribuição; o Diretor Vice-Presidente Administrativo e Financeiro responsável pelas áreas administrativa, de informática, financeira, contábil, patrimonial e de relações com investidores; o Diretor Vice-Presidente de Recursos Humanos responsável pela área de recursos humanos; e o Diretor de Relações Institucionais responsável pela área de relações com órgãos e entidades governamentais.

Os Diretores mencionados acima reportar-se-ão diretamente ao Diretor Presidente e não terão funções deliberativas.

ARTIGO VINTE - O instrumento de mandato nomeando procurador da CERJ, perante terceiros, inclusive com a cláusula "ad judícia", que não o previsto no art. 14, § 1º, item (xxiii), dependerá da assinatura do Diretor-Presidente.

CAPÍTULO IV DAS ASSEMBLÉIAS GERAIS

ARTIGO VINTE UM - A Assembleia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social, em dia e hora previamente fixados, para: tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; eleger, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração; fixar

os honorários dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria e do Conselho Fiscal.

ARTIGO VINTE DOIS - Compete privativamente à Assembléia Geral de Acionistas deliberar sobre a emissão de debêntures, estabelecendo:

I - o valor da emissão ou os critérios de determinação do seu limite, e a sua divisão em séries, se for o caso;

II - o número e o valor nominal das debêntures;

III - as garantias reais ou a garantia flutuante, se houver;

IV - as condições de correção monetária, se houver;

V - a conversibilidade ou não em ações e as condições a serem observadas na conversão;

VI - a época e as condições de vencimento, amortização ou resgate;

VII - a época e as condições do pagamento dos juros, da participação nos lucros e do prêmio de reembolso, se houver; e

VIII - o modo de subscrição e colocação e o tipo das debêntures.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - A Assembléia Geral de Acionistas poderá, caso a caso, em conformidade com o artigo 59, § 1º da Lei n.º 6.404/76, delegar ao Conselho de Administração a deliberação sobre as condições mencionadas nos n.ºs VI a VIII deste artigo e sobre a oportunidade da emissão.

PARÁGRAFO SEGUNDO - Compete, ainda, à Assembléia Geral deliberar acerca do pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas nos termos da Lei nº 9.249/95 e legislação pertinente.

ARTIGO VINTE TRÊS - Além dos casos previstos em lei, a Assembléia Geral será convocada sempre que o Conselho de Administração achar conveniente, ou nos termos da lei.

ARTIGO VINTE QUATRO - A mesa que dirigirá os trabalhos da Assembléia Geral será constituída pelo Presidente do Conselho, ou seu substituto, e por um Secretário, escolhido dentre os presentes.

ARTIGO VINTE CINCO - A transferência de ações poderá ser suspensa pelo prazo de até 15 (quinze) dias antes da realização da Assembléia Geral.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - O edital de convocação poderá condicionar a presença do acionista na Assembléia Geral, além dos requisitos previsto em lei, ao depósito na sede da Companhia, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da Assembléia Geral, do comprovante expedido pela instituição depositária das respectivas ações.

PARÁGRAFO SEGUNDO - O edital de convocação também poderá condicionar a representação, por procurador, do acionista, na Assembléia Geral, a que o depósito do respectivo instrumento seja efetuado na sede da CERJ, com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da Assembléia Geral.

CAPÍTULO V DO CONSELHO FISCAL

ARTIGO VINTE SEIS - A Companhia terá um Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, podendo ser instalado nos exercícios sociais a pedido de acionistas que representam, no mínimo, 10% (dez por cento) com direito a voto, ou 5% (cinco por cento) das ações sem direito a voto.

PARÁGRAFO ÚNICO - O Conselho Fiscal será composto de 3 (três)

membros eleitos pela Assembléia Geral, na forma da lei, tendo a competência que lhe é atribuída pelo artigo 163 da Lei nº 6.404/76.

CAPÍTULO VI

DO EXERCÍCIO SOCIAL E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

ARTIGO VINTE SETE - O exercício social encerrar-se-á a 31 de dezembro de cada ano e obedecerá, quanto às demonstrações financeiras, aos preceitos da legislação federal sobre energia elétrica, à legislação sobre as sociedades por ações e ao presente Estatuto.

PARÁGRAFO PRIMEIRO - Observar-se-ão, quanto aos resultados, as seguintes regras:

I - do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda;

II - do lucro do exercício, 5% (cinco por cento) serão aplicados na constituição da Reserva Legal, que não excederá de 20% (vinte por cento) do capital social;

III - observadas as deduções estabelecidas nos incisos I e II acima, será realizada a distribuição do dividendo não inferior a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado nos termos da Lei nº 6.404/76;

IV - a companhia poderá registrar como reserva os juros sobre investimentos, realizados mediante a utilização de capital próprio, nas obras em andamento;

V - outras reservas poderão ser constituídas, na forma e limites legais; e

VI - o valor dos juros pagos ou creditados, mediante aprovação da Assembléia Geral de Acionistas, a título de juros sobre o capital próprio nos

termos do art. 9º, § 7º da Lei n.º 9.249/95, sem prejuízo do disposto pelos §§ 1º e 2º do mesmo artigo, e legislação e regulamentação pertinentes, poderá integrar o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

PARÁGRAFO SEGUNDO - O dividendo de que trata o item III do Parágrafo Primeiro deste artigo não será obrigatório no exercício em que os órgãos da administração informarem à assembléia geral ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da CERJ. O Conselho Fiscal dará parecer sobre essa informação.

PARÁGRAFO TERCEIRO - Os lucros que deixarem de ser distribuídos nos termos do § 2º serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da CERJ.

CAPÍTULO VII DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

ARTIGO VINTE OITO - Deverão ser observadas, pelos órgãos societários, as seguintes regras:

I - subordinam-se à prévia aprovação do Poder Concedente as alterações de cláusulas estatutárias;

II - Deverão ser submetidas à prévia e expressa concordância do Poder Concedente as transferências, cessões, alienações e onerações, sob qualquer forma ou título, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosa, da totalidade ou parte das ações com direito a voto e/ou direitos de subscrição ou bonificações, do bloco de controle, distribuídas em decorrência da capitalização de lucros ou reservas da CERJ;

III - não poderão ser averbadas transferências da propriedade de ações

com direito de voto, integrantes do bloco de controle, no livro de Registro de Ações da CERJ, sem que o novo titular firme, junto com o termo de transferência, declaração de que se obriga a observar e a cumprir todas as cláusulas e condições estabelecidas no CONTRATO DE CONCESSÃO. A declaração será emitida em duas vias, uma das quais para o arquivo na sede da CERJ e outra para encaminhamento ao Poder Concedente; e

IV - será averbado à margem do registro de ações de titularidade dos acionistas controladores o seguinte termo: "Estas ações não poderão ser oneradas, cedidas ou transferidas a qualquer título, sem a prévia e expressa concordância do Poder Concedente".

ARTIGO VINTE NOVE - O Conselho de Administração exercerá suas atribuições no sentido de zelar pela fiel observância das normas legais, regulamentares e disposições contratuais pertinentes à prestação dos serviços de energia elétrica concedidos; bem como para que a empresa realize os investimentos necessários à manutenção e ao aperfeiçoamento destes serviços, sempre visando ao atendimento adequado aos usuários, e outros por ventura previstos neste Estatuto.

ARTIGO TRINTA - Constará do Relatório da Administração capítulo destacado sobre as atividades e investimentos relacionados à prestação dos serviços concedidos.

ARTIGO TRINTA UM - A CERJ se obriga a realizar todas as gestões e interpor todas as defesas legais e judiciais destinadas à prevenir e impedir que se realize toda ação ou ato que, direta ou indiretamente, tenda a sujeitar o seu controle acionário ao Governo Federal, Estadual ou Municipal ou à empresas de administração pública direta ou indireta, inclusive sociedades de economia mistas a serem constituídas e, ainda, qualquer sociedade ou qualquer entidade controlada pelo Governo Federal, Estadual ou Municipal ou na qual o

mesmo detenha direitos de voto ou participação superiores a 50% (cinquenta por cento).

Última atualização pela Ata da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária de 29/04/2004..

ANEXO VII

Instrumento Particular de Escritura da 2ª Emissão de Debêntures Simples da CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro, celebrado em 05 de julho de 2004, entre a Companhia e o Agente Fiduciário, acompanhado do seu Anexo 1 - Instrumento Particular de Contrato de Penhor e Outras Avenças, celebrado em 05 de julho de 2004, entre a Companhia, o Banco Mandatário e o Agente Fiduciário

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 2ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES
DA CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

ENTRE

CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

E

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.

DATADO DE 05 DE JULHO DE 2.004

1	000000	000000
2	000000	000000
3	000000	000000
4	000000	000000
5	000000	000000
6	000000	000000
7	000000	000000
8	000000	000000
9	000000	000000
10	000000	000000
11	000000	000000
12	000000	000000
13	000000	000000
14	000000	000000
15	000000	000000
16	000000	000000
17	000000	000000
18	000000	000000
19	000000	000000
20	000000	000000

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 2ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA
CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

Pelo presente instrumento particular, de um lado, como emissora,

a. CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO, sociedade por ações com sede na Cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, na Praça Leoni Ramos, nº 01, inscrita no CNPJ sob o nº 33.050.071/0001-58, neste ato representada na forma do seu estatuto social ("Emissora");

e, de outro lado, como agente fiduciário,

b. OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., instituição financeira com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 205, inscrita no CNPJ/MF sob nº 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu contrato social, ("Agente Fiduciário"), representando a comunhão dos debenturistas da 2ª emissão debêntures da Emissora ("Debenturistas") e, individualmente, ("Debenturista"), sendo que a Emissora e o Agente Fiduciário serão doravante denominados ("Partes", quando no plural e "Parte", quando no singular.

Vêm por esta e na melhor forma de direito celebrar o presente "Instrumento Particular de Escritura da 2ª Emissão de Debêntures Simples da CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro" (respectivamente, "Escritura de Emissão"), que se regerá pelas cláusulas e condições abaixo dispostas.

Cláusula I
AUTORIZAÇÃO

1.1. A presente Escritura de Emissão é celebrada de acordo com as seguintes autorizações:

1.1.1 Assembléia Geral Extraordinária da Emissora, realizada no dia 29 de abril de 2004 ("AGE"), nos termos do artigo 22 de seu Estatuto Social, que aprovou a 2ª emissão ("2ª Emissão"), em série única, de 29.400 (vinte e nove mil e quatrocentas) debêntures simples (não conversíveis em ações) da espécie com garantia flutuante, e com garantia adicional de penhor, todas nominativas e escriturais, pela Emissora, com valor nominal unitário de R\$10.000,00 (dez mil reais) na data de sua emissão, perfazendo o montante total de R\$294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais) ("Debêntures"); e

1.1.2 Reunião do Conselho de Administração da Emissora, realizada no dia 1º de junho de 2004 (“RCA”), nos termos do artigo 59, parágrafo primeiro, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (“Lei das Sociedades por Ações”) e do artigo 22, parágrafo primeiro de seu estatuto social, que aprovou determinados termos e condições da 2ª Emissão;

Cláusula II REQUISITOS

2.1. Registro na Comissão de Valores Mobiliários e ANBID

2.1.1. A oferta pública de distribuição das debêntures a serem emitidas na 2ª Emissão (“Debêntures”) será registrada na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), na forma prevista na Lei nº 6.385, de 07 de dezembro de 1976, na Lei das Sociedades por Ações, bem como nas demais disposições legais e regulamentares aplicáveis, e na Associação Nacional dos Bancos de Investimento – ANBID (“ANBID”), nos termos do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Títulos e Valores Mobiliários (“Código ANBID”).

2.2. Arquivamento e Publicação da Ata da Assembléia Geral Extraordinária e da Reunião do Conselho de Administração

2.2.1. A ata da AGE que aprovou a 2ª Emissão foi devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro (“JUCERJA”), tendo sido publicada pela Emissora na edição de 23 de junho de 2004 dos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Jornal do Commercio e O Fluminense.

2.2.2. A ata da RCA que aprovou determinadas condições da 2ª Emissão foi devidamente arquivada na JUCERJA, tendo sido publicada pela Emissora na edição de 23 de junho de 2004 dos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Jornal do Commercio e O Fluminense.

2.3. Inscrição da Escritura de Emissão

2.3.1. A presente Escritura de Emissão será inscrita na JUCERJA, de acordo com o disposto no artigo 62, inciso II, da Lei das Sociedades por Ações.

2.4. Registro para Negociação

2.4.1. As Debêntures serão registradas para negociação, no mercado primário, por meio do Sistema de Distribuição de Títulos (“SDT”), administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro (“ANDIMA”) e operacionalizado pela CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação (“CETIP”) e, no mercado secundário, no Sistema Nacional de Debêntures (“SND”), administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.

Cláusula III
CARACTERÍSTICAS DA 2ª EMISSÃO

3.1. Séries

3.1.1. A 2ª Emissão será realizada em 1 (uma) única série.

3.2. Montante Total da 2ª Emissão

3.2.1. O montante total da 2ª Emissão será de R\$294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais), na Data de Emissão (conforme definida no item 4.1 abaixo), conforme item 3.3 abaixo.

3.3. Quantidade total de Debêntures e Montante Mínimo de Colocação

3.3.1. Serão emitidas 29.400 (vinte e nove mil e quatrocentas) Debêntures.

3.3.2. Conforme aprovado na AGE, deverão ser colocadas, no mínimo, 27.000 (vinte e sete mil) Debêntures, perfazendo o montante de R\$270.000.000,00 (duzentos e setenta milhões de reais), para que seja mantida a oferta das Debêntures.

3.4. Destinação dos Recursos

3.4.1. Os recursos líquidos obtidos por meio da 2ª Emissão serão utilizados para pagamento das dívidas que a Emissora possui com (a) os seguintes coordenadores da 2ª Emissão, cujos valores em 31 de março de 2004 eram de aproximadamente: (i) Banco Bradesco S.A.: R\$77 milhões; (ii) Banco Citibank S.A.: R\$51 milhões; (iii) Banco Itaú BBA S.A.: R\$60 milhões; (iv) Banco ABN Amro Real S.A.: R\$29 milhões (equivalentes a US\$10 milhões, utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086 por dólar norte-americano); e (v) Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A.: R\$10 milhões e (b) com o Citibank N.A., cujo valor em 31 de março de 2004 era de aproximadamente R\$24 milhões (equivalente a US\$8,3 milhões, utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086). O eventual saldo remanescente será utilizado para reforço de capital de giro.

3.4.2. Caso haja distribuição parcial das Debêntures, sendo, portanto, captados recursos em montante inferior ao montante total mencionado no item 3.2.1 acima, a Emissora poderá buscar os recursos faltantes por meio de outras formas de financiamento junto às instituições financeiras com a qual mantém relações de crédito.

3.5. Limite da 2ª Emissão

3.5.1. A 2ª Emissão atende aos limites previstos no artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, uma vez que (a) o capital social integralizado da Emissora nesta data é de R\$1.625.424.306,38 (um bilhão, seiscentos e vinte e cinco milhões, quatrocentos e vinte e quatro mil, trezentos e seis reais e trinta e oito centavos), (b) as debêntures conversíveis em ações da 1ª emissão da Emissora não se encontram em circulação, tendo sido

integralmente convertidas em ações da Emissora e (c) não ultrapassa o limite legal previsto no artigo 60, parágrafo 1º, "b", da Lei das Sociedades por Ações para as Debêntures com garantia flutuante, conforme tabela abaixo:

Posição Consolidada em 31 de março de 2004	R\$ milhões
Emissão	294,0
Ativo Total	4.224,4
Ativo Vinculado à Concessão (*)	1.606,9
Total das Dívidas Garantidas por Ativos Reais	613,4
Dívidas com o Citibank Garantidas por Penhor Rotativo	77,0
Outras dívidas Garantidas por Ativos Reais	536,4
Ativo Total <i>menos</i> Ativo Vinculado à Concessão <i>menos</i> Dívidas Garantidas por Direitos Reais	2.004,1
Montante da Oferta sobre Ativo Total <i>menos</i> Ativo Vinculado à Concessão <i>menos</i> Dívidas Garantidas por Direitos Reais	14,7%

(*)A Companhia é uma concessionária de serviços públicos e, portanto, todos os bens e instalações utilizados na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica (bens vinculados à concessão) não poderão ser objeto de execução para satisfazer as obrigações relativas às Debêntures, salvo com autorização expressa da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

3.6. Colocação e Procedimento de Distribuição

3.6.1. As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme no montante de R\$272.400.000,00 (duzentos e setenta e dois milhões e quatrocentos mil reais), e de melhores esforços no montante de R\$21.600.000,00 (vinte e um milhões e seiscentos mil reais), com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para colocação, no mercado primário, por meio do SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que os coordenadores, com expressa anuência da Emissora, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo instituições financeiras, e levarão em conta principalmente a relação de crédito existente entre a Emissora e essas instituições financeiras. Após serem atendidas tais instituições financeiras, as Debêntures serão ofertadas a investidores institucionais brasileiros em geral.

3.6.2. A distribuição pública das Debêntures somente terá início após a concessão do registro das Debêntures pela CVM, a publicação do anúncio de início de distribuição e a disponibilização do prospecto definitivo aos investidores, nos termos da Instrução CVM nº 400/03.

3.6.3. As Debêntures não colocadas durante o prazo de distribuição pública, que estejam sob regime de colocação de melhores esforços, serão canceladas pela Emissora, por meio da celebração de um aditivo à presente Escritura de Emissão.

3.7. Banco Mandatário

3.7.1 O Banco Citibank S.A. será o banco mandatário da Emissora perante o SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP ("Banco Mandatário").

3.8. Instituição Escriuturadora

3.8.1 O Banco Bradesco S.A. será também a instituição escrituradora das Debêntures ("Instituição Escriuturadora").

Cláusula IV CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES DA 2ª EMISSÃO

4.1. Data de Emissão

4.1.1. Para todos os fins e efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 01 de junho de 2004 ("Data de Emissão").

4.2. Forma de Subscrição e Prazo de Integralização

4.2.1. As Debêntures serão subscritas pelo seu Valor Nominal, acrescido da Remuneração (conforme definidos abaixo), calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data da efetiva integralização.

4.2.2. As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional. A liquidação financeira das Debêntures está descrita no item 4.22 desta Escritura de Emissão.

4.3. Valor Nominal Unitário das Debêntures

4.3.1. O valor nominal unitário das Debêntures, na Data de Emissão, será de R\$10.000,00 (dez mil reais) ("Valor Nominal").

4.4. Negociação

4.4.1. As Debêntures serão registradas para negociação, no mercado primário, por meio do SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e, no mercado secundário, por meio do SND, também administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.

4.5. Conversibilidade e Forma

4.5.1. As Debêntures serão simples, não conversíveis em ações, e terão a forma nominativa escritural.

4.5.2. Não serão emitidos certificados representativos das Debêntures. Para todos os fins e efeitos, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato emitido pela Instituição Escriuradora. Adicionalmente, será expedido pelo SND o relatório de posição de ativos, acompanhado de extrato em nome do Debenturista, emitido pela Instituição Escriuradora.

4.6. Espécie

4.6.1. As Debêntures serão da espécie com garantia flutuante.

4.7. Garantias Adicionais

4.7.1. As Debêntures terão ainda garantia adicional de penhor sobre (a) todos os direitos contra as determinadas instituições financeiras e bens em posse dessas instituições, conforme contratos de arrecadação e cobrança celebrados com elas ("Agentes Arrecadadores/Cobreadores"), em decorrência do pagamento, por qualquer meio, aos Agentes Arrecadadores/Cobreadores dos direitos creditórios oriundos da comercialização de energia elétrica pela Emissora, no desempenho regular de suas atividades comerciais, em trânsito ou em processo de compensação bancária ("Produto da Arrecadação/Cobrança"), incluindo quaisquer montantes oriundos do Produto da Arrecadação/Cobrança eventualmente depositados em contas da Emissora mantidas perante os Agentes Arrecadadores/Cobreadores, e em decorrência de quaisquer investimentos ou aplicações de recursos oriundos do Produto da Arrecadação/Cobrança, ou produtos de tais investimentos ou aplicações, dos recursos mencionados neste item (a), bem como o penhor sobre tais investimentos, aplicações, quotas de fundos ou produtos bancários, e (b) direitos de crédito da Emissora perante o Banco Mandatário em decorrência de conta especialmente aberta no Banco Mandatário para acolher transferências feitas pela Emissora e/ou por tais bancos arrecadadores e/ou cobreadores (e investimentos correspondentes), de forma a garantir um fluxo mensal mínimo nunca inferior a 125% (cento e vinte e cinco por cento) da maior parcela mensal remanescente de principal e juros a ser paga até o integral pagamento das Debêntures, conforme disposto no contrato de penhor entre a Emissora, o Agente Fiduciário e o Banco Mandatário datado de 05 de julho de 2004 (respectivamente "Garantia Adicional" e "Contrato de Penhor"), o qual constitui parte integrante e inseparável da presente Escritura de Emissão, como seu Anexo I. O Contrato de Penhor foi devidamente registrado nos cartórios de títulos e documentos das Cidades de Niterói e do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, e na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo. A concessão da Garantia Adicional foi aprovada pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, conforme Ofício nº 1027/2004-SFF/ANEEL de 28 de junho de 2004. O Produto da Arrecadação/Cobrança de determinados Agentes Arrecadadores/Cobreadores (quais sejam, HSBC Bank Brasil S.A. – Banco Múltiplo e o Lemon Bank Banco Múltiplo S.A.) já está empenhado em favor do Citibank N.A. e do Banco Citibank S.A. ("Penhor Constituído em favor do Citibank"), conforme "Contrato de Penhor", de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos, para garantir as obrigações decorrentes dos seguintes contratos: (a) "Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior", de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos, inclusive operações de "swap" relacionadas a este

contrato; (b) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de janeiro de 2004, e respectivos aditamentos; e (c) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de fevereiro de 2004, e respectivos aditamentos (“Obrigações Garantidas do Citibank”), devendo ser extinto tão logo sejam cumpridas todas as Obrigações Garantidas do Citibank, que, em 31 de março de 2004, totalizavam aproximadamente R\$75 milhões, nos termos do artigo 1.436 do Código Civil, por meio do pagamento que a Emissora realizará utilizando os recursos obtidos com a subscrição das Debêntures, conforme alínea (o) do item 5.1 desta Escritura de Emissão, os quais são suficientes para a quitação das Obrigações Garantidas do Citibank, já contempladas na destinação dos recursos da Emissão prevista no item 3.4 acima.

4.8. Prazo e Vencimento

4.8.1. O prazo das Debêntures é de 36 (trinta e seis) meses, contados a partir da Data de Emissão, vencendo, portanto, em 01 de junho de 2007 (“Data de Vencimento”), ocasião em que a Emissora se obriga a proceder ao pagamento do valor principal das Debêntures que ainda se encontrarem em circulação, pelo seu saldo não amortizado do Valor Nominal (“Saldo do Valor Nominal”), acrescido da Remuneração de que trata o item 4.9 abaixo, calculada *pro rata temporis*, a partir da última Data de Pagamento de Remuneração, até a data de seu efetivo pagamento, conforme definida no item 4.9.2 abaixo.

4.9. Remuneração

4.9.1. As Debêntures farão jus a juros remuneratórios, a partir da Data de Emissão, incidentes sobre o Saldo do Valor Nominal, equivalentes à taxa média dos depósitos interfinanceiros (“Taxa DI”) de um dia, “over” extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias, calculada e divulgada pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na *Internet* (<http://www.cetip.com.br>) e no jornal “Gazeta Mercantil”, edição nacional, ou na falta deste, em outro jornal de grande circulação, acrescida exponencialmente de “spread” de 4% a.a. (quatro por cento ao ano), de acordo com a fórmula abaixo:

$$J = VN \times (\text{Fator Juros} - 1)$$

onde:

J = valor dos juros, acrescido de “spread”, devidos no final de cada Período de Pagamento de Juros, conforme definido abaixo, calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

VN = Saldo do Valor Nominal da Debênture no início do Período de Pagamento de Juros, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

Fator Juros = Fator de juros composto pelo parâmetro de flutuação acrescido do “spread”, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$FatorJuros = (Fator DI \times Fator Spread)$$

onde:

Fator DI = Produtório das Taxas DI com uso de percentual aplicado, da data de início de capitalização, inclusive, até a Data de Pagamento de Juros (conforme definida abaixo), calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$Fator DI = \prod_{k=1}^{n_{DI}} [1 + (TDI_k)]$$

onde:

n_{DI} = número total de Taxas DI, sendo "nDI" um número inteiro;

TDI_k = Taxa DI "over" média extra grupo, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais com arredondamento, sendo

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{1}{252}} - 1$$

onde:

DI_k = Taxa DI "over" média extra grupo divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil ("overnight"), utilizada com 2 (duas) casas decimais;

Fator "Spread" = sobretaxa de juros fixos, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$FatorSpread = \left(\frac{Spread}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{252}}$$

onde,

"Spread" = 4 (quatro inteiros) ao ano;

n = número de dias úteis do período de "Período de Pagamento de Juros", sendo "n" um número inteiro.

4.9.2. A Remuneração será paga trimestralmente, a partir da Data de Emissão e mensalmente, a partir do 13º (décimo-terceiro) mês (01 de julho de 2005), inclusive, a contar da Data de Emissão (cada data de pagamento da Remuneração, uma "Data de

Pagamento de Remuneração”), sendo que a Data de Pagamento de Remuneração após o 13º (décimo-terceiro) mês (01 de julho de 2005), inclusive, deverá coincidir com a data da amortização do principal, conforme item 4.11 abaixo.

4.9.3. O período de pagamento da Remuneração (“Período de Pagamento de Juros”) é, para o primeiro Período de Pagamento de Juros, o intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, inclusive, e termina no dia imediatamente anterior à primeira Data de Pagamento de Remuneração, ou seja, 01 de setembro de 2004, e, para os demais Períodos de Pagamento de Juros, o intervalo de tempo que se inicia em uma Data de Pagamento de Remuneração, inclusive, e termina no dia imediatamente anterior à Data de Pagamento de Remuneração subsequente.

4.9.4. Cada Período de Pagamento de Juros sucede o anterior sem solução de continuidade, até a Data de Vencimento.

4.9.5. Se, na data de vencimento de quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora previstas nesta Escritura de Emissão, não houver divulgação da Taxa DI pela CETIP, será aplicada a última Taxa DI divulgada, não sendo devida nenhuma compensação entre a Emissora e os Debenturistas quando da divulgação posterior da Taxa DI que seria aplicável. Se a não-divulgação da Taxa DI for superior ao prazo de 10 (dez) dias consecutivos, aplicar-se-á o disposto nos itens abaixo quanto à definição do novo parâmetro de Remuneração das Debêntures.

4.9.6. No caso de extinção, ausência de apuração e/ou de divulgação por mais de 10 (dez) dias consecutivos após a data esperada para sua apuração e/ou divulgação, ou impossibilidade de aplicação da Taxa DI às Debêntures, por previsão legal ou determinação judicial, o Agente Fiduciário deverá, no prazo máximo de 20 (vinte) dias contados do primeiro dia em que a Taxa DI não tenha sido divulgada pelo prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos, convocar Assembléia Geral de Debenturistas (conforme o disposto no artigo 124 da Lei das Sociedades por Ações), para a deliberação, de comum acordo com a Emissora, observada a Decisão Conjunta BACEN/CVM nº 13, de 14 de março de 2003, e/ou regulamentação aplicável, do novo parâmetro de Remuneração das Debêntures a ser proposto pela Emissora.

4.9.7. Caso, durante a Assembléia Geral de Debenturistas, prevista no item 4.9.6, não haja acordo sobre a nova Remuneração entre a Emissora e Debenturistas representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures em circulação, a Emissora deverá adquirir a totalidade das Debêntures em circulação, no prazo de 30 (trinta) dias, contados da data da realização da respectiva Assembléia Geral de Debenturistas, pelo Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração devida até a data da efetiva aquisição, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, o que ocorrer por último. Para fins de cálculo da Remuneração aplicável às Debêntures a serem adquiridas nos termos deste item, para cada dia do período em que ocorra a ausência de taxas, será utilizada a última Taxa DI divulgada oficialmente.

4.10. Repactuação

Não haverá repactuação das Debêntures.

4.11. Amortização

4.11.1. O Valor Nominal das Debêntures será pago em 24 (vinte e quatro) parcelas mensais e sucessivas, a partir do 13º (décimo-terceiro) mês (01 de julho de 2005), inclusive, a contar da Data de Emissão, sendo 23 (vinte e três) amortizações no valor de R\$416,66 (quatrocentos e dezesseis reais e sessenta e seis centavos) por Debênture e a última amortização no valor de R\$416,82 (quatrocentos e dezesseis reais e oitenta e dois centavos) por Debênture.

4.12. Resgate Antecipado Facultativo

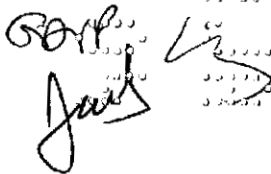
4.12.1. A Emissora poderá, a qualquer tempo, mediante notificação aos Debenturistas com 15 (quinze) dias de antecedência, promover o resgate antecipado parcial ou total das Debêntures em circulação pelo Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração ("Valor de Resgate"), conforme o caso, até a data do efetivo resgate. Adicionalmente, a Emissora deverá pagar um prêmio de 1% (um por cento) calculado sobre o Valor de Resgate, observado o disposto no artigo 55, parágrafo primeiro, da Lei das Sociedades por Ações.

4.13. Vencimento Antecipado

4.13.1. Observado o disposto nos itens 4.13.2. e 4.13.3. abaixo, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativamente às Debêntures e exigir o imediato pagamento, pela Emissora, do Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, independentemente de qualquer aviso, interpelação ou notificação judicial ou extra-judicial à Emissora, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos, os quais a Emissora reconhece desde logo, serem causa direta para aumento indevido do risco de inadimplemento das obrigações assumidas pela Emissora relativamente às Debêntures:

(a) pedido de concordata, decretação de falência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou pedido de auto-falência da Emissora e/ou de seus atuais controladores diretos ou indiretos;

(b) protesto legítimo de títulos líquidos, certos e exigíveis, contra a Emissora, cujo valor agregado devido e não pago ultrapasse R\$15.000.000,00 (quinze milhões de reais), salvo (i) se o protesto vier a ser comprovadamente efetuado por erro ou má-fé de terceiros, ou se for susinado ou cancelado, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 15 (quinze) dias úteis de sua ocorrência, ou (ii) protestos relativos a pagamentos de compras de energia e encargos do sistema, objetos de discussão legítima seja junto a órgãos regulatórios ou cu

Handwritten signature and a circular stamp with illegible text.

na esfera judicial, sendo certo que, caso solicitado pelo Agente Fiduciário, a Emissora deverá comprovar, em caso de discussão na esfera judicial, que possuía recursos em caixa suficientes para o pagamento do título em questão;

(c) vencimento antecipado de qualquer outra obrigação líquida, certa e exigível da Emissora de valor igual ou superior a R\$15.000.000,00 (quinze milhões de reais) ou equivalente em outras moedas, salvo se tal vencimento antecipado ocorrer comprovadamente por erro ou má-fé de terceiros. A Emissora terá um prazo de 15 (quinze) dias úteis, contados da data da declaração de vencimento antecipado, para curar os efeitos do vencimento antecipado, inclusive "cross default", ou extinguir a pendência original. Não sendo evitado seus efeitos nem extinta a pendência original, neste prazo, as obrigações referentes às Debêntures permanecerão vencidas antecipadamente na forma desta Cláusula 4.13, surtindo todos os efeitos da declaração de vencimento antecipado. Tendo sido evitados tais efeitos ou extinta a pendência no referido prazo, as obrigações referentes às Debêntures deixarão de estar vencidas na forma desta Cláusula 4.13 (condição resolutiva);

(d) ocorrência de qualquer alteração na composição societária que venha a resultar na perda ou cessão do controle acionário direto ou indireto da Emissora, não se estendendo tal hipótese àquelas operações de transferência ou alienação de ações entre sociedades do mesmo grupo econômico, desde que o controle indireto e final da Emissora permaneça o mesmo;

(e) fusão envolvendo a Emissora, ou a sua cisão ou a sua incorporação, exceto se a operação for previamente aprovada pelos debenturistas, nos termos previstos no "caput" do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações e do item 7.6 abaixo, ou for garantido aos Debenturistas o resgate das Debêntures de que forem titulares, nos termos dos parágrafos primeiro e segundo do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações e do item 4.21 desta Escritura de Emissão;

(f) ocorrência de mudança na condição financeira ou nas perspectivas de negócios da Emissora que objetivamente afete ou possa afetar, de maneira significativa e adversa, a capacidade da Emissora de cumprir fiel e integralmente com suas obrigações relativamente às Debêntures;

(g) intervenção na concessão de serviço público do qual a Emissora é titular, extinção ou qualquer outra forma de limitação ou perda pela Emissora da referida concessão, bem como a perda ou a revogação de qualquer outra autorização necessária e essencial para continuidade das suas atividades;

(h) descumprimento pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária relacionada à 2ª Emissão;

(i) descumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não-pecuniária relacionada à 2ª Emissão assumida na presente Escritura de Emissão (exceto pela obrigação prevista na sua alínea (o) do item 5.1), no Instrumento Particular de Contrato de Coordenação,

Colocação e Distribuição Pública de Debêntures Simples, da Espécie com Garantia Flutuante e com Garantia Adicional, sob Regime de Garantia Firme e de Melhores Esforços da 2ª Emissão, em Série Única, datado de 05 de julho de 2004 ("Contrato de Distribuição"), e no Contrato de Penhor, e desde que tais descumprimentos não sejam sanados dentro do prazo de 15 (quinze) dias úteis contados de aviso escrito enviado à Emissora pelo Agente Fiduciário;

(j) pagamento aos acionistas da Emissora de dividendos, incluindo dividendos a título de antecipação e/ou sob forma de juros sobre capital próprio, acima daqueles previstos no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações e no Estatuto Social da Emissora;

(k) pagamento de principal e/ou juros de qualquer Empréstimo *Intercompanies*, durante todo o prazo das Debêntures, excetuando-se os pagamentos de principal e juros dos empréstimos já contratados relacionados abaixo:

1.1 Dívida entre a Endesa Internacional Ltda. (credora) e a Emissora (devedora), conforme contrato celebrado em 10 de julho de 2002, no valor histórico de R\$3.737.046,08 (três milhões, setecentos e trinta e sete mil e quarenta e seis reais e oito centavos), atualizado monetariamente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas - IGPM e com juros de 12% a.a. (doze por cento) ao ano a título de remuneração;

Os pagamentos de principal, juros e/ou outros encargos relacionados a este empréstimo somente poderão ser efetuados nas mesmas épocas e datas de pagamento de principal, juros e/ou encargos das Debêntures, conforme o caso, sendo certo, ainda, que o pagamento de principal do acima mencionado empréstimo somente poderá ser efetuado na mesma proporção de pagamento do principal das Debêntures (*Pari Passu*). As taxas de juros e/ou os montantes dos demais encargos vigentes neste empréstimo permanecem inalterados;

1.2 Dívida entre a Luz de Rio Ltda. (credora) e a Emissora (devedora), conforme contrato celebrado em 10 de julho de 2002, no valor histórico de R\$13.309.858,13 (treze milhões, trezentos e nove mil, oitocentos e cinquenta e oito reais e treze centavos), atualizado monetariamente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas - IGPM e com juros de 12% a.a. (doze por cento) ao ano a título de remuneração;

Os pagamentos de principal, juros e/ou outros encargos relacionados a este empréstimo somente poderão ser efetuados nas mesmas épocas e datas de pagamento de principal, juros e/ou encargos das Debêntures, conforme o caso, sendo certo, ainda, que o pagamento de principal do acima mencionado empréstimo somente poderá ser efetuado na mesma proporção de pagamento do principal das Debêntures (*Pari Passu*). As taxas de juros e/ou os montantes dos demais encargos vigentes neste empréstimo permanecem inalterados;

Handwritten signatures and initials, including "GOM" and "Jau", along with a large handwritten "5" and a circular stamp.

1.3 Empréstimo de mútuo entre a Investluz S.A. (credora) e a Emissora (devedora), contratado em 04 de julho de 2003, no valor de principal de R\$55.000.000,00 (cinquenta e cinco milhões de reais) e juros equivalentes a 115% (cento e quinze por cento) da Taxa DI, a título de remuneração;

1.4 Empréstimo de mútuo entre a Investluz S.A. (credora) e a Emissora (devedora), contratado em 25 de novembro de 2003, no valor de principal de R\$16.836.755,00 (dezesseis milhões, oitocentos e trinta e seis mil, setecentos e cinquenta e cinco reais) e juros equivalentes a 115% (cento e quinze por cento) da Taxa DI, a título de remuneração;

(l) Celebração de novos Empréstimos *Intercompanies* que resultem para a Emissora em fluxo financeiro de saída (seja por meio de mútuos da Emissora para qualquer empresa do grupo Endesa – existente ou a ser constituída -, ou mútuo que a Emissora já tenha registrado – ou venha a receber -, pelo qual se espere que a Emissora pague juros), durante todo o prazo das Debêntures, excetuando-se aqueles cuja data(s) de pagamento de principal, juros e/ou outros encargos, que signifique fluxo financeiro de saída, seja(m) posterior(es) ao cumprimento de toda e qualquer obrigação relacionada às Debêntures;

(m) Redução de capital da Emissora e/ou recompra de ações da Emissora, exceto se previamente autorizada pelos debenturistas, nos termos do parágrafo terceiro do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações e do item 7.6 desta Escritura de Emissão;

(n) Não-manutenção dos seguintes índices financeiros, os quais serão calculados trimestralmente com base na consolidação “pro-forma” das demonstrações financeiras da Emissora com a sua subsidiária Cerj Overseas Ltd. (enquanto ela existir e/ou for subsidiária integral da Emissora), a partir das quais a Emissora calculará os índices financeiros, que serão revisados por auditor independente:

n.1) O índice obtido da divisão da Dívida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não deverá ser superior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos:

Anos	Índices
2004	2,75 vezes
2005	2,75 vezes
2006	2,5 vezes
2007	2,5 vezes

Onde:

“Dívida Financeira” significa o saldo de dívidas bancárias, incluindo empréstimos com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES ou agências multilaterais, obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos funcionários da Emissora, não considerando para tal definição o cálculo atuarial, acrescido de despesas líquidas com operações de *hedge*, dívida com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, dívida com as Debêntures, e mútuos com partes relacionadas, excluindo deste

cálculo RTE – Recomposição Tarifária Extraordinária, CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela “A” e energia livre; e

“EBITDA” significa o lucro ou prejuízo líquido da Emissora antes da contribuição social e imposto de renda, subtraindo-se as receitas e adicionando-se as despesas geradas pelos resultados não operacionais, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, depreciação e amortização, definição esta na forma usualmente aceita pelos princípios contábeis brasileiros.

n.2) O índice obtido, trimestralmente, da divisão do EBITDA pelos Juros (conforme definidos abaixo) não deverá ser inferior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos.

Anos	Índices
2004	2,0 vezes
2005	2,0 vezes
2006	3,0 vezes
2007	3,0 vezes

Onde:

“Juros” significam, tendo em vista apenas os efetivamente desembolsados, os juros de dívida bancária (incluindo juros devidos ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e a agências multilaterais), acrescido de juros pagos ao fundo de pensão e parcela “caixa” da variação monetária e cambial, mais as despesas líquidas de “hedge”, com efeito caixa, mais os juros pagos às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, mais os juros pagos das Debêntures, mais os juros efetivamente pagos por conta de mútuos com partes relacionadas deduzidos de eventuais juros recebidos de partes relacionadas – por conta dos Empréstimos *Intercompanies* registrados no ativo da Emissora- no trimestre em questão. Estão excluídos deste cálculo (i) os juros efetivamente desembolsados por conta de: RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária e CVA - Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela “A”, e também as despesas oriundas de provisões (que não tiveram impacto no caixa, mas apenas registro contábil) e (ii) toda e qualquer receita financeira.

n.3) O índice obtido da divisão da Dívida de Curto Prazo (conforme definida abaixo) pelo EBITDA não deverá ser superior aos valores indicados na tabela abaixo, nos respectivos anos.

Anos	Índices
2004	1,79 vezes
2005	1,51 vezes
2006	1,13 vezes
2007	1,00 vez

Onde:

“Dívida de Curto Prazo” significa a dívida bancária de curto prazo, acrescida da parcela corrente das dívidas de longo prazo (incluindo parcela corrente das Debêntures e parcelas devidas ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e a agências multilaterais), mais a parcela corrente das obrigações com fundo de pensão, não considerando para tal definição o cálculo atuarial, mais o passivo somado com o ativo de *hedge* (registrado no curto prazo e desde que tenham efeito caixa no período de apuração), mais a parcela corrente da dívida com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, mais a parcela corrente dos mútuos com partes relacionadas, apuradas trimestralmente com base nas informações trimestrais auditadas ou revisadas, conforme o caso, da Emissora. Não entram também neste cálculo: parcela corrente de RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária, CVA - Conta de Compensação de Variação de Custos da parcela “A”, conforme definido pela regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e energia livre.

Os cálculos referentes à anualização do EBITDA e Juros descritos nesta alínea devem ser feitos da seguinte forma: (i) o primeiro cálculo (o qual será realizado em junho de 2004) utilizará como base os valores apurados nos seis primeiros meses de 2004 (até 30 de junho de 2004) multiplicados por 2 (de forma a se ter valores “pro-forma” que reflitam 12 meses de operação da Emissora); (ii) o segundo cálculo (o qual será realizado em setembro de 2004) utilizará como base os valores apurados nos nove primeiros meses de 2004 (até 30 de setembro de 2004), os quais serão divididos por 3 e multiplicados por 4 (de forma a se ter valores “pro-forma” que reflitam 12 meses de operação da Emissora); e (iii) os demais cálculos trimestrais desses índices financeiros serão apurados com base nos valores referentes aos quatro últimos trimestres.

(o) liquidação, dissolução ou extinção da Emissora;

(p) comprovação de inveracidade, insuficiência, incorreção ou inconsistência de qualquer declaração feita pela Emissora nesta Escritura de Emissão e no Contrato de Distribuição, ou qualquer informação do prospecto de emissão que afete de forma adversa as Debêntures; e

(q) não extinção do Penhor Constituído em favor do Citibank, conforme prevista na alínea (o) do item 5.1 desta Escritura de Emissão e no item (c) da Cláusula 2 do Contrato de Penhor.

4.13.2. Para efeitos do cálculo dos “Juros”, conforme definido na alínea “n.2” do item 4.13.1 acima, não serão considerados nas despesas líquidas de “hedge”, com efeito caixa, os resultados dos “hedges” provenientes das notas de negociação n°s 219300190015 (11 de julho de 2002), 220700290001 (25 de julho de 2002), 220700340001 (26 de julho de 2002), 221100190001 (30 de julho de 2002), todas relacionadas com o Instrumento Particular de Contrato para a Realização de Operações de “Swap” e Outras no Mercado de Derivativos e Outras Avenças” celebrado com o Citibank em 26 de abril de 2001 e nota de negociação n° 01G09424 (24 de julho de 2001) do Anexo I do Instrumento

Handwritten signature and initials, possibly reading 'GOM' and 'Jau'.

Particular de Contrato de "Swap" e Outras Avenças celebrado com o Deutsche Bank S.A.
– Banco Alemão em 16 de fevereiro de 2000.

4.13.3. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas "a", "c", "d", "e", "g", "h" e "o" acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures. Na ocorrência de qualquer dos eventos indicados nas demais alíneas do item 4.13.1 acima, quais sejam, as alíneas "b", "f", "i", "j", "k", "l", "m", "n", "p" e "q", o Agente Fiduciário deverá convocar, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que tomar conhecimento do evento, uma Assembléia Geral de Debenturistas para deliberar sobre a declaração do vencimento antecipado das Debêntures.

4.13.4. No que se refere às alíneas "b", "f", "i", "j", "k", "l", "m", "n", "p" e "q", do item 4.13.1 acima, após a realização da Assembléia Geral de Debenturistas ou caso não haja deliberação em Assembléia Geral de Debenturistas mencionada no item 4.13.2 acima, inclusive por não instalação desta, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures, e exigir o pagamento do que for devido, nos termos do item 4.14 abaixo, a menos que após a realização da Assembléia Geral de Debenturistas, mencionada no item 4.13.3 acima: (a) no caso das alíneas "b", "f", "i", "j", "k", "l", "m", "n" e "p" do item 4.13.1 acima, debenturistas que representem, pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, conforme definido no item 7.7 abaixo, e (b) no caso da alínea "q" do item 4.13.1 acima, debenturistas que representem, pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em circulação, conforme definido no item 7.7 abaixo, optem por não declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, hipótese na qual não haverá vencimento antecipado das Debêntures.

4.14. Pagamento na Ocorrência de Vencimento Antecipado

4.14.1. Na ocorrência do vencimento antecipado das Debêntures, nos termos do item 4.13 acima, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados de comunicação nesse sentido a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora através de carta protocolada no endereço constante da Cláusula IX desta Escritura de Emissão sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.17 abaixo. Nos termos da alínea (c) do item 4.13.1 acima, caso a Emissora cure os efeitos do vencimento antecipado das obrigações líquidas no prazo de 15 (quinze) dias úteis previsto em tal alínea, os recursos eventualmente recebidos nos termos deste item deverão ser imediatamente retornados à Emissora.

4.15. Local de Pagamento

4.15.1. Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados utilizando-se, conforme o caso: (a) os procedimentos adotados pela CETIP, para as Debêntures

registradas no SND; ou, no caso de titulares de Debêntures que não sejam vinculados ao SND, (b) pelo Banco Mandatário, mediante depósito em contas-correntes indicadas pelos Debenturistas.

4.16. Prorrogação dos Prazos

4.16.1. Considerar-se-ão automaticamente prorrogados os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da presente Escritura de Emissão, até o primeiro dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

4.17. Encargos Moratórios

4.17.1. Ocorrendo impontualidade no pagamento, pela Emissora, de qualquer quantia devida aos Debenturistas, os débitos vencidos e não pagos pela Emissora, ficarão, desde a data da inadimplência até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, sujeitos a: (a) multa não compensatória de 2% (dois por cento); (b) juros moratórios à razão de 1% a.m. (um por cento ao mês); e (c) incidência da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a data em que o pagamento era devido até a data do efetivo pagamento pela Emissora.

4.18. Decadência do Direito aos Acréscimos

4.18.1. Sem prejuízo do disposto no item 4.17 supra, o não-comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a qualquer das obrigações pecuniárias devidas pela Emissora, nas datas previstas nesta Escritura de Emissão ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de Remuneração e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

4.19. Publicidade

4.19.1. Os anúncios de início e encerramento de distribuição das Debêntures serão publicados na edição nacional do jornal Valor Econômico.

4.19.2. Com exceção dos anúncios de início e de encerramento, todos os atos e decisões que vierem, de qualquer forma, a envolver interesses dos Debenturistas serão, obrigatoriamente, veiculados, na forma de avisos, nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, Jornal do Commercio, O Fluminense e na edição nacional do jornal Valor Econômico.

4.20. Fundo de Manutenção de Liquidez

4.20.1. Não será constituído fundo de manutenção de liquidez das Debêntures.

4.21. Resgate em Caso de Incorporação, Fusão ou Cisão

4.21.1. A Emissora poderá realizar operações de incorporação, fusão ou cisão, sem a prévia aprovação dos debenturistas, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas, conforme disposto na Cláusula VII abaixo, se for assegurado aos Debenturistas que o desejarem, durante o prazo mínimo de 6 (seis) meses a contar da data de publicação das assembléias relativas à operação, o resgate das Debêntures de que forem titulares. Os Debenturistas que optarem por resgatar suas Debêntures deverão manifestar sua intenção, por escrito, ao Agente Fiduciário, que por sua vez terá o prazo de 1 (um) dia útil contado da data do recebimento de tal manifestação para comunicar a Emissora a respeito dessa decisão. A Emissora, por sua vez, deverá promover o resgate dessas Debêntures pelo Saldo do Valor Nominal acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do efetivo resgate, observado o disposto no artigo 55, parágrafo primeiro, da Lei das Sociedades por Ações. O prazo máximo para a realização do resgate pela Emissora é de 5 (cinco) dias contados do aviso enviado pelo Agente Fiduciário.

4.22. Liquidação Financeira das Debêntures

4.22.1. A liquidação financeira das Debêntures objeto de garantia firme dar-se-á até às 16:00 horas do último dia do prazo de colocação das Debêntures objeto de garantia firme (conforme sub-item (ii) da alínea (a) do item 4.1 do Contrato de Distribuição e da alínea (a) do item 4.5 do Contrato de Distribuição) por meio de depósito ou Transferência Eletrônica Disponível – TED, ou outros mecanismos de transferência equivalentes, ou ainda por qualquer outra forma definida entre cada instituição intermediária e a Emissora, em relação ao valor por eles obtido com a distribuição das referidas Debêntures, se for o caso, em conta-corrente a ser indicada, com antecedência de 2 (dois) dias úteis.

4.22.2. A liquidação financeira das Debêntures objeto de melhores esforços dar-se-á até às 16:00 horas do dia da efetiva subscrição e integralização das respectivas debêntures, por meio de depósito ou Transferência Eletrônica Disponível – TED, ou outros mecanismos de transferência equivalentes, em relação ao valor por eles obtido com a distribuição das referidas debêntures, se for o caso, em conta-corrente a ser indicada, com antecedência de 2 (dois) dias úteis.

Cláusula V

OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA

5.1. A Emissora obriga-se a:

(a) fornecer ao Agente Fiduciário:

a.1) com a maior brevidade possível, qualquer informação que venha a lhe ser solicitada;

a.2) as informações veiculadas na forma prevista no item 4.19 acima, na mesma data em que forem publicadas;

Handwritten signatures and initials are present in the bottom right corner of the page.

a.3) informação a respeito de qualquer dos eventos mencionados no item 4.13 acima, no prazo máximo de 1 (um) dia útil a contar de seu conhecimento;

a.4) cópia de suas demonstrações financeiras anuais completas, na mesma data em que forem entregues à CVM, acompanhadas de parecer dos auditores independentes, bem como das demonstrações financeiras trimestrais auditadas e/ou revisadas pelos auditores independentes, dentro de, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias após o término dos trimestres encerrados em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de cada ano, e, em até 5 (cinco) dias úteis a partir da data em que forem entregues as demonstrações financeiras à CVM ou ao Agente Fiduciário, conforme o caso, relatório revisado pelos auditores independentes, explicitando as rubricas necessárias à apuração dos índices financeiros previstos na alínea (n) do item 4.13.1 acima, acompanhadas de relatório demonstrando a apuração de tais índices financeiros, bem como declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento das obrigações constantes desta Escritura de Emissão; e

a.5) cópia de suas informações periódicas e eventuais exigidas pela Instrução CVM nº 202/93 e suas alterações posteriores, na mesma data em que forem entregues à CVM e, dentro de, no máximo, 45 (quarenta e cinco) dias após o término dos trimestres encerrados em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de cada ano, cópia de suas Informações Trimestrais (ITRs) e, até 30 de abril de cada ano, cópia de suas Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFPs), acompanhadas de parecer dos auditores independentes;

a.6) informar qualquer descumprimento de obrigação pecuniária;

(b) manter sempre atualizado o seu registro de companhia aberta perante a CVM e fornecer aos seus acionistas e Debenturistas as demonstrações financeiras elaboradas e aprovadas, previstas no artigo 176 da Lei das Sociedades por Ações, quando solicitado;

(c) convocar, nos termos da Cláusula VII, Assembléia Geral de Debenturistas para deliberar sobre qualquer das matérias que, direta ou indiretamente, se relacione com a presente Emissão, caso o Agente Fiduciário não o faça;

(d) cumprir todas as determinações emanadas da CVM, relacionadas com as Debêntures, inclusive mediante envio de documentos, e prestando, ainda, as informações que lhe forem solicitadas, devendo manter em adequado funcionamento um órgão de atendimento aos investidores na forma exigida pela CVM;

(e) notificar imediatamente o Agente Fiduciário, observado, se for o caso, o disposto na Instrução CVM nº 358/01, sobre qualquer alteração substancial na sua condição financeira, econômica, comercial, operacional ou societária ou nos seus negócios que (i) impossibilite ou dificulte de forma relevante o cumprimento de suas obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão e das Debêntures; ou, (ii) faça com que as suas

demonstrações ou informações financeiras não mais reflitam a sua real condição financeira;

(f) cumprir, em todos os aspectos relevantes, as leis, regras, regulamentos e ordens aplicáveis em qualquer jurisdição na qual realize negócios ou possua ativos e que possam impactar de forma adversa tais negócios e ativos;

(g) preparar, em conjunto com a Instituição Líder da distribuição pública das Debêntures, todos os documentos necessários à obtenção do registro da 2ª Emissão perante a CVM;

(h) manter contratados, durante o prazo de vigência das Debêntures, às suas expensas, banco mandatário, instituição escrituradora e agente fiduciário, além do SND;

(i) manter válidos os seguros que sejam relevantes para as atividades da Emissora;

(j) manter sempre válidas as licenças, autorizações e a concessão para a exploração de suas atividades, objeto do contrato de concessão celebrado com a União;

(k) manter sua contabilidade atualizada e efetuar os respectivos registros de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, e permitir ao Agente Fiduciário acesso irrestrito:

k.1) a todo e qualquer relatório do auditor independente entregue à Emissora; e

k.2) aos livros e aos demais registros contábeis da Emissora, quando deliberado pela Assembléia dos Debenturistas;

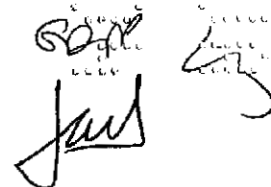
(l) submeter, na forma da lei, suas demonstrações financeiras a exame por empresa de auditoria independente, registrada na CVM;

(m) cumprir com as obrigações previstas no Contrato de Penhor, conforme definido no item 4.7.1. desta Escritura de Emissão;

(n) conduzir todas as operações com partes relacionadas de acordo com os padrões éticos que norteiam tais negócios; e

(o) extinguir o Penhor Constituído em favor do Citibank por meio do pagamento de todas as Obrigações Garantidas do Citibank até a data em que receber os recursos oriundos da subscrição de todas as Debêntures objeto de garantia firme, nos termos do Contrato de Distribuição ("Data da Extinção").

5.2. A Emissora obriga-se a ressarcir o Agente Fiduciário de todas as despesas razoáveis em que tenha comprovadamente incorrido para proteger os direitos e interesses dos Debenturistas ou para realizar seus créditos, inclusive honorários advocatícios, em montantes de acordo com padrões de mercado, e outras despesas e custos incorridos em



virtude da cobrança de qualquer quantia devida aos Debenturistas nos termos desta Escritura de Emissão.

5.2.1. As despesas a que se refere o item 5.2 acima compreenderão, entre outras, as seguintes:

(a) publicação de relatórios, avisos e notificações conforme previsto nesta Escritura de Emissão, e outras que vierem a ser exigidas pela regulamentação aplicável;

(b) extração de certidões;

(c) despesas de viagem, quando necessárias ao desempenho de suas funções, sendo que os valores relativos a essas despesas estarão limitados àqueles atribuídos pela Emissora aos seus próprios empregados, para suas viagens e hospedagens; e,

(d) eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser necessários, se ocorrerem omissões e/ou obscuridades nas informações pertinentes aos estritos interesses dos Debenturistas.

5.2.2. O crédito do Agente Fiduciário, por despesas incorridas para proteger direitos e interesses ou realizar créditos dos Debenturistas, que não tenha sido saldado na forma dos itens 5.2. e 5.2.1. acima, será acrescido à dívida da Emissora e preferirá às Debêntures na ordem de pagamento.

5.2.3. O ressarcimento das despesas será efetuado imediatamente após a entrega à Emissora dos documentos comprobatórios das despesas efetivamente incorridas, necessárias à proteção dos direitos dos Debenturistas.

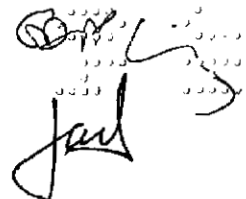
Cláusula VI AGENTE FIDUCIÁRIO

6.1. A Emissora nomeia e constitui, como agente fiduciário da 2ª Emissão, a Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda., acima qualificada, que, neste ato e na melhor forma de direito, aceita a nomeação para, nos termos da legislação e regulamentação aplicável e da presente Escritura de Emissão, representar perante a Emissora os interesses da comunhão dos Debenturistas.

6.2. O Agente Fiduciário dos Debenturistas, nomeado na presente Escritura de Emissão, declara:

(a) aceitar a função para a qual foi nomeado, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstas na legislação e regulamentação aplicável e nesta Escritura de Emissão;

(b) aceitar integralmente a presente Escritura de Emissão, todas suas cláusulas e condições;



(c) sob as penas da lei, não estar impedido, nos termos do artigo 66, parágrafo terceiro, da Lei das Sociedades por Ações e do artigo 10 da Instrução CVM nº 28/1983, para exercer a função que lhe é conferida;

(d) não ter qualquer ligação com a Emissora que o impeça de exercer plenamente suas funções;

(e) que é uma instituição financeira devidamente organizada, constituída e existente de acordo com as leis brasileiras;

(f) que está devidamente autorizado a celebrar esta Escritura de Emissão e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(g) que os representantes legais que assinam esta Escritura de Emissão têm poderes estatutários e/ou delegados para assumir, em seu nome, as obrigações ora estabelecidas e, sendo mandatários, tiveram os poderes legitimamente outorgados, estando os respectivos mandatos em pleno vigor;

(h) que a celebração desta Escritura de Emissão e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo Agente Fiduciário;

(i) que esta Escritura de Emissão constitui obrigação legal, válida e vinculante do Agente Fiduciário, exequível de acordo com os seus termos e condições; e

(j) que foi verificada a regularidade da constituição da Garantia Adicional e a sua suficiência e exequibilidade, na forma prevista no inciso IX do Art. 12 da Instrução CVM nº 28, de 23 de novembro de 1983.

6.3. O Agente Fiduciário exercerá suas funções a partir da data de assinatura desta Escritura de Emissão, devendo permanecer no exercício de suas funções até o vencimento final das Debêntures da 2ª Emissão ou até sua efetiva substituição.

6.4. Será devida pela Emissora ao Agente Fiduciário, a seguinte remuneração, a título de honorários pelos deveres e atribuições que lhe competem, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis e desta Escritura de Emissão:

(a) parcelas trimestrais de R\$7.500,00 (sete mil e quinhentos reais), devidas a primeira quando da assinatura desta Escritura de Emissão, sendo que essa primeira parcela trimestral será no valor de R\$4.500,00 (quatro mil e quinhentos reais), devido ao desconto da parcela única prevista na alínea (b) abaixo;

(b) parcela única de R\$3.000,00 (três mil reais), a título de implantação da operação, devida quando da aceitação da proposta do Agente Fiduciário, a ser paga 5 dias após a

análise e emissão dos comentários do Agente Fiduciário sobre a Escritura de Emissão, observado o disposto no item (a) acima;

(c) as parcelas referidas acima serão atualizadas pelo Índice Geral de Preço do Mercado - IGP-M ou, na sua falta, pelo índice que vier a substituí-lo, a partir de 01 de março de 2004 até as datas de pagamento de cada parcela;

(d) a remuneração prevista na alínea (a) acima será devida mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o Agente Fiduciário ainda esteja atuando na cobrança de inadimplências referentes às Debêntures não sanadas pela Emissora, inclusive da garantia flutuante e da Garantia Adicional;

(e) no caso de inadimplemento da Emissora, todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos Debenturistas deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos Debenturistas e, conforme previsto na legislação e regulamentação aplicáveis e nesta Escritura de Emissão, ressarcidas pela Emissora, observado o disposto no item 5.2.3 acima. Tais despesas a serem adiantadas pelos Debenturistas incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciais nas ações propostas pelo Agente Fiduciário ou decorrentes de ações contra eles intentadas no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos Debenturistas. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos Debenturistas, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do Agente Fiduciário na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a 30 (trinta) dias, podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia prévia dos Debenturistas para cobertura do risco da sucumbência;

(f) a remuneração compreende a elaboração de um relatório anual, na forma estipulada na Instrução CVM nº 28, de 23 de novembro de 1983;

(g) não estão incluídas na remuneração as eventuais despesas relativas a viagens, estadias e publicações necessárias ao exercício das atribuições do Agente Fiduciário, durante ou após a fase de implantação do serviço. Essas despesas, se necessárias, deverão ser acordadas previamente com a Emissora;

(h) os impostos e contribuições incidentes, ISS (Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza), PIS (Contribuição ao Programa de Integração Social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e IRRF (Imposto sobre a Renda Retido na Fonte) serão acrescidos à remuneração nas alíquotas vigentes na data dos pagamentos.

(i) a remuneração do Agente Fiduciário não inclui as despesas por este incorridas no exercício de suas funções e no cumprimento de seus deveres, que serão reembolsadas pela Emissora na forma dos itens 5.2., 5.2.1. e 5.2.2. e 5.2.3. acima;

6.5. São deveres do Agente Fiduciário, sem prejuízo de outros previstos na legislação e regulamentação aplicáveis:

- (a) proteger os direitos e interesses dos Debenturistas, empregando no exercício da função o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração de seus próprios bens;
- (b) renunciar à função, na hipótese de superveniência de conflito de interesses ou de que qualquer outra modalidade de inaptidão;
- (c) conservar, em boa guarda, toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;
- (d) verificar, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas na Escritura de Emissão, diligenciando no sentido de que sejam sanadas as omissões, falhas e defeitos de que tenha conhecimento;
- (e) promover nos órgãos competentes, caso a Emissora não o faça, o registro desta Escritura de Emissão e respectivos aditamentos, sanando as lacunas e irregularidades porventura neles existentes. Neste caso, a Emissora deverá fornecer ao Agente Fiduciário as informações e documentos necessários ao referido registro;
- (f) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os Debenturistas acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;
- (g) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes das propostas de modificações nas condições das Debêntures;
- (h) solicitar, quando julgar necessário, para o fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das Varas da Fazenda Pública, Cartórios de Protesto, Juntas de Conciliação e Julgamento, das Varas da Justiça Federal e da Procuradoria da Fazenda Pública do foro da sede da Emissora;
- (i) solicitar, quando considerar necessário, auditoria extraordinária na Emissora;
- (j) cumprir todas as suas obrigações previstas no Contrato de Penhor e (i) verificar a regularidade da constituição, a suficiência e a exequibilidade da Garantia Adicional, bem como a manutenção de sua suficiência e o cumprimento das obrigações da Emissora e do Banco Mandatário previstas no Contrato de Penhor, inclusive (1) a extinção do Penhor Constituído em favor do Citibank, nos termos da alínea (o) do item 5.1 desta Escritura de Emissão, e (2) a manutenção do fluxo mínimo de recursos na conta vinculada aberta no Banco Mandatário; e (ii) verificar trimestralmente, o cumprimento, pela Emissora, do disposto na alínea (n) do item 4.13.1 acima;

- (k) examinar eventual proposta de substituição da Garantia Adicional, manifestando a sua expressa e justificada concordância ou discordância, quando for o caso;
- (l) convocar, quando necessário, Assembléia Geral de Debenturistas, mediante anúncio publicado, pelo menos três vezes, nos jornais indicados no item 4.19.1 desta Escritura de Emissão;
- (m) comparecer à Assembléia Geral de Debenturistas a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;
- (n) elaborar relatório destinado aos Debenturistas, nos termos do artigo 68, parágrafo primeiro, alínea "b", da Lei das Sociedades por Ações, o qual deverá conter, ao menos, as seguintes informações:
- n.1) eventual omissão ou inverdade de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela Emissora ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na obrigatória prestação de informações pela Emissora;
- n.2) alterações estatutárias ocorridas no período;
- n.3) comentários sobre as demonstrações financeiras da Emissora, enfocando os indicadores econômicos, financeiros e de estrutura de capital da Emissora, principalmente aqueles descritos na alínea (n) do item 4.13.1 acima;
- n.4) posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado;
- n.5) resgate, amortização e pagamento da Remuneração das Debêntures, realizados no período;
- n.6) acompanhamento da destinação dos recursos captados por meio da 2ª Emissão, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da Emissora;
- n.7) relação dos bens e valores eventualmente entregues à sua administração;
- n.8) cumprimento de outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura de Emissão;
- n.9) declaração sobre sua aptidão para continuar no exercício da função de Agente Fiduciário;
- (o) colocar o relatório de que trata o item anterior à disposição dos Debenturistas, no prazo máximo de 4 (quatro) meses a contar do encerramento do exercício social da Emissora, ao menos nos seguintes locais:
- o.1) na sede da Emissora;

- o.2) no seu escritório ou, quando instituição financeira, no local por esta indicado;
 - o.3) na CVM;
 - o.4) nas Bolsas de Valores, ou mercado de balcão organizado, quando for o caso; e,
 - o.5) nas dependências da instituição financeira que liderar a colocação das Debêntures, conforme por esta indicado;
 - (p) publicar, nos jornais indicados no item 4.19.1 desta Escritura de Emissão, anúncios comunicando aos Debenturistas que o relatório se encontra à disposição nos locais indicados na alínea (o) acima;
 - (q) manter atualizada a relação dos Debenturistas e seus endereços, mediante, inclusive, solicitação de informações à Emissora e à Instituição Escriuradora;
 - (r) coordenar o sorteio das Debêntures a serem resgatadas ou amortizadas, se for o caso;
 - (s) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta Escritura de Emissão, especialmente daquelas impositivas de obrigações de fazer e não fazer; e,
 - (t) notificar os Debenturistas, se possível individualmente, no prazo máximo de 10 (dez) dias da ocorrência do evento, de qualquer inadimplemento, pela Emissora, de obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão, indicando o local em que fornecerá aos interessados maiores informações. Comunicação de igual teor deverá ser enviada à CVM e às Bolsas de Valores ou mercado de balcão organizado, quando for o caso. Caso não seja possível notificar individualmente os Debenturistas, o Agente Fiduciário fará publicar a comunicação de que trata esta alínea (t) nos jornais e na forma indicada no item 4.19 desta Escritura de Emissão.
- 6.6. Observado o disposto no item 4.13 acima, no caso de inadimplemento da Emissora, o Agente Fiduciário usará toda e qualquer ação para proteger direitos ou defender interesses da comunhão dos Debenturistas, devendo, para tanto:
- (a) declarar antecipadamente vencidas as Debêntures nas hipóteses permitidas nesta Escritura de Emissão e cobrar seu principal e acessórios, observadas as condições da presente Escritura de Emissão;
 - (b) executar a garantia real, receber o produto da cobrança e aplicá-lo no pagamento, integral ou proporcional, do Debenturistas e requerer a falência da Emissora;
 - (c) tomar todas as providências necessárias para a realização dos créditos dos Debenturistas; e,
 - d) representar os Debenturistas em processo de falência, concordata, liquidação, dissolução e/ou extinção da Emissora.

GOV
Jul

6.6.1. O Agente Fiduciário somente se eximirá de responsabilidade pela não-adoção das medidas contempladas nas alíneas (a), (b), e (c) do item 6.6 acima, se, convocada a Assembléia Geral de Debenturistas, esta assim o autorizar, por deliberação da totalidade das Debêntures em circulação. Na hipótese de que trata a alínea (d) do item 6.6 acima, será suficiente a deliberação por Debenturistas representando a maioria das Debêntures em circulação.

6.7. Na hipótese de ausência, impedimento temporário, renúncia, liquidação, dissolução, extinção ou qualquer outro caso de vacância na função de Agente Fiduciário, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados do evento que a determinar, Assembléia Geral de Debenturistas para a escolha do novo agente fiduciário, a qual poderá ser convocada pelo próprio Agente Fiduciário a ser substituído, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM. Na hipótese da convocação não ocorrer até 15 (quinze) dias antes do término do prazo acima citado, caberá à Emissora efetuar-la, sendo certo que a CVM poderá nomear substituto provisório, enquanto não se consumir o processo de escolha do novo agente fiduciário. A substituição não implicará em remuneração ao novo agente fiduciário superior a ora avençada para o Agente Fiduciário.

6.7.1. Na hipótese de o Agente Fiduciário, por circunstâncias posteriores à 2ª Emissão, ficar impedido de continuar a exercer a função, deverá este comunicar imediatamente o fato à Emissora e aos Debenturistas e pedir sua substituição.

6.7.2. É facultado aos Debenturistas, após o encerramento do prazo para a subscrição e integralização da totalidade das Debêntures, proceder à substituição do Agente Fiduciário e à indicação de seu substituto, em Assembléia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim.

6.7.3. Caso ocorra a efetiva substituição do Agente Fiduciário, o substituto receberá a mesma remuneração recebida pelo Agente Fiduciário em todos os seus termos e condições, sendo que a primeira parcela trimestral devida ao substituto será calculada *pro rata temporis*, a partir da data de início do exercício de sua função como agente fiduciário. Esta remuneração poderá ser alterada de comum acordo entre a Emissora e o agente fiduciário substituto, desde que previamente aprovada pela Assembléia Geral de Debenturistas.

6.7.4. Em qualquer hipótese, a substituição do Agente Fiduciário ficará sujeita a comunicação prévia à CVM e às normas aplicáveis.

6.7.5. A substituição do Agente Fiduciário, em caráter permanente, será objeto de aditamento à Escritura de Emissão, que deverá ser averbado na JUCERJA, onde será inscrita a presente Escritura de Emissão.

6.7.6. Em caso de renúncia do Agente Fiduciário, este deverá permanecer no exercício de suas funções até sua efetiva substituição.

6.7.7. Fica estabelecido que, na hipótese de vir a ocorrer a substituição do Agente Fiduciário, este deverá repassar a parcela proporcional da remuneração inicialmente recebida sem a contrapartida do serviço prestado, calculada *pro rata temporis*, desde a data do último pagamento da remuneração prevista no item 6.4. desta Escritura de Emissão até a data da efetiva substituição do Agente Fiduciário, ao agente fiduciário substituto, como forma de remuneração aos serviços a serem por ele prestados.

Cláusula VII

ASSEMBLÉIA DOS DEBENTURISTAS

7.1. Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembléia, nos termos do artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

7.2. A Assembléia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, e pela CVM.

7.3. Aplica-se à Assembléia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações para a assembléia geral de acionistas.

7.4. A Assembléia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem metade, no mínimo, das Debêntures em circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

7.5. Nas deliberações da Assembléia Geral de Debenturistas, cada Debênture dará direito a um voto, admitida a constituição de mandatários, Debenturistas ou não. As deliberações serão tomadas pela maioria dos presentes, com exceção das matérias para as quais estiver previsto *quorum* qualificado em lei ou na presente Escritura de Emissão.

7.6. Qualquer modificação (a) nas condições das Debêntures e demais disposições da presente Escritura de Emissão, (b) no Contrato de Penhor; (c) bem como a aprovação das matérias listadas nas alíneas (e) e (m) do item 4.13.1, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação. Para (a) alteração deste item 7.6, (b) alteração da garantia flutuante e/ou substituição da Garantia Adicional e (c) alteração da Remuneração será necessária a aprovação de 100% (cem por cento) das Debêntures em circulação.

7.7. Para efeito de cálculo dos 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, previsto no item 7.2 acima, bem como para aferição do *quorum* de instalação e deliberação a que se refere esta Cláusula VII e os itens 4.13.2 e 4.13.3 acima não serão computadas as Debêntures que sejam de titularidade de coligadas e controladas da Emissora, ou de seus controladores, diretores ou membros de seu Conselho de Administração e, para efeitos de *quorum* de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

GOIP
Jard

4/11/2011

7.8. Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas assembléias gerais dos Debenturistas.

7.9. O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembléia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

Cláusula VIII
DECLARAÇÕES E GARANTIAS DA EMISSORA

8.1. A Emissora declara e garante aos Debenturistas e ao Agente Fiduciário, na data da assinatura desta Escritura de Emissão, que:

(a) é uma sociedade devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de companhia aberta, de acordo com as leis brasileiras;

(b) está devidamente autorizada e obteve todas as licenças e autorizações necessárias à celebração desta Escritura de Emissão, à emissão das Debêntures e ao cumprimento de suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(c) os representantes legais da Emissora que assinam esta Escritura de Emissão têm poderes estatutários e/ou delegados para assumir, em seu nome, as obrigações ora estabelecidas e, sendo mandatários, tiveram os poderes legitimamente outorgados, estando os respectivos mandatos em pleno vigor;

(d) a celebração desta Escritura de Emissão, a emissão e a colocação das Debêntures não infringem ou contrariam (i) qualquer contrato ou documento do qual a Emissora seja parte ou pelo qual quaisquer de seus bens e propriedades estejam vinculados; (ii) qualquer lei, decreto, regulamento a que a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades estejam sujeitos; ou (iii) qualquer ordem, decisão ou sentença administrativa ou judicial que afete a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades;

(e) a Emissora tem todas as autorizações e licenças relevantes exigidas pelas autoridades federais, estaduais e municipais para o exercício de suas atividades;

(f) na sua melhor avaliação, a Emissora está cumprindo, em todos os aspectos relevantes, as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, que lhe são aplicáveis em qualquer jurisdição na qual realize negócios ou possua ativos e que possam impactar de forma adversa tais negócios e ativos, exceto aqueles que estão sendo contestados pelos meios legais ou administrativos apropriados;

(g) as demonstrações financeiras da Emissora, datadas de 31 de dezembro de 2001, de 31 de dezembro de 2002, de 31 de março de 2003, de 31 de dezembro de 2003 e 31 de março de 2004 representam corretamente a condição financeira da Emissora naquelas

datas e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios fundamentais de contabilidade do Brasil;

(h) o prospecto ("Prospecto") conterá, na data de início da distribuição das Debêntures: (i) todas as informações relevantes em relação à Emissora no contexto da 2ª Emissão e necessárias para que os investidores e seus consultores tenham condições de fazer uma análise correta dos ativos, passivos, das responsabilidades da Emissora, de sua condição financeira, lucros, perdas, perspectivas e direitos em relação às Debêntures, não contendo declarações falsas ou omissões de fatos relevantes, nas circunstâncias em que essas declarações foram prestadas; (ii) as declarações contidas no Prospecto em relação à Emissora são verdadeiras e corretas e não enganosas ou inverídicas; (iii) as opiniões, análises e previsões (se houver) expressas no Prospecto em relação à Emissora foram dadas de boa-fé, sendo expressas após serem consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base nas suposições razoáveis; (iv) não há fatos relativos à Emissora ou relativos às Debêntures não divulgados no Prospecto cuja omissão, no contexto dessa 2ª Emissão, faça com que alguma declaração relevante do Prospecto seja incorreta, enganosa ou inverídica; e, (v) todos os esforços foram feitos pela Emissora para assegurar que as declarações, informações e fatos descritos no Prospecto em relação à Emissora sejam verdadeiros;

(i) exceto pelas contingências informadas no Prospecto, não há nenhuma ação judicial, processo administrativo ou arbitral ou inquérito dos quais a Emissora tenha conhecimento, que possa vir a causar impacto adverso relevante na Emissora, em sua condição financeira, ou em suas atividades; e,

(j) esta Escritura de Emissão constitui obrigação legal, válida e vinculativa da Emissora, exequível de acordo com os seus termos e condições.

(k) a Emissão de Debêntures prevista nesta Escritura de Emissão tem por finalidade captar os recursos necessários para pagamento das dívidas que a Emissora possui com (a) os seguintes coordenadores da 2ª Emissão, cujos valores em 31 de março de 2004 eram de aproximadamente: (i) Banco Bradesco S.A.: R\$77 milhões; (ii) Banco Citibank S.A.: R\$51 milhões; (iii) Banco Itaú BBA S.A.: R\$60 milhões; (iv) Banco ABN Amro Real S.A.: R\$29 milhões (equivalentes a US\$10 milhões, utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086 por dólar norte-americano); e (v) Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A.: R\$10 milhões e (b) com o Citibank N.A., cujo valor em 31 de março de 2004 era de aproximadamente R\$24 milhões (equivalente a US\$8,3 milhões, utilizando a taxa de câmbio de R\$2,9086). O eventual saldo remanescente será utilizado para reforço de capital de giro.

Cláusula IX NOTIFICAÇÕES

9.1. Todos os documentos e as comunicações a serem enviados por qualquer das Partes, nos termos desta Escritura de Emissão, deverão ser encaminhados para os seguintes endereços:

Para a Emissora:

CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro
Praça Leoni Ramos, nº 1
CEP: 24210-200
Niterói - RJ
Tel.: (21) 2613-7030
Fax: (21) 2613-7122 ou 7199
A/C Sr. Abel Alves Rochinha (Diretor Financeiro)

Para o Agente Fiduciário:

Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 205 – Condomínio Downtown
CEP: 22630-100
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: (21) 2493-7003
Fax: (21) 2493-4746/4901
A/C Sr. Juarez Dias Costa
E-mail: agente@oliveiratrust.com.br

Para o Banco Mandatário:

Banco Citibank S.A.
Avenida Paulista, nº 1111 – 7º andar
CEP: 01311-200
São Paulo - SP
Tel.: (11) 5576-6501/ 5576-1983
Fax: (11) 5576-1006
A/C Srs. Jaime Moretto / William Caldeira

Para a Instituição Escrituradora:

Banco Bradesco S.A.
Cidade de Deus s/nº - Prédio Amarelo – 2º andar - Vila Yara
CEP: 06029-900
Osasco - SP
Tel.: (11) 3684-3749
Fax: (11) 3684-2714
A/C Departamento de Ações e Custódia
Gerência Comercial - Escrituração de Ativos

9.2. Os documentos e as comunicações serão considerados entregues quando recebidos, conforme o caso, sob protocolo ou com "Aviso de Recebimento" expedido pela Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos ou por telegrama nos endereços acima. As comunicações efetuadas por fac-símile ou correio eletrônico serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado através de indicativo expedido pelo equipamento utilizado na transmissão e que do mesmo constem informações suficientes à identificação do emissor e do destinatário da comunicação.

9.3. Os originais dos documentos enviados por fac-símile ou por correio eletrônico deverão ser encaminhados para os endereços mencionados no item 9.1 acima em até 24 (vinte e quatro) horas após o envio da mensagem.

Cláusula X DISPOSIÇÕES GERAIS

10.1. Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente Escritura de Emissão. Desta forma, nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito ou faculdade que caiba ao Agente Fiduciário e/ou aos Debenturistas em razão de qualquer inadimplemento das obrigações da Emissora, prejudicará tais direitos ou faculdades ou constituirá uma renúncia aos mesmos ou concordância com tal inadimplemento, nem constituirá novação ou modificação de quaisquer obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura de Emissão ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

10.2. A presente Escritura de Emissão é firmada em caráter irrevogável e irretratável, obrigando as Partes e seus sucessores a qualquer título.

10.3. Caso qualquer das disposições desta Escritura de Emissão venha a ser julgada inválida ou ineficaz, prevalecerão todas as demais disposições não afetadas por tal julgamento, comprometendo-se as Partes, em boa-fé, a substituir a disposição afetada por outra que, na medida do possível, produza o mesmo efeito.

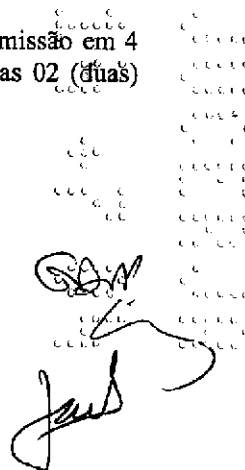
10.4. Esta Escritura de Emissão constitui o único e integral negócio entre as Partes, com relação ao negócio nela previsto, substituindo e superando, totalmente, todos e quaisquer outros documentos, memorandos, propostas, cartas e ou assemelhados, assinados antes da data de sua assinatura.

10.5. As Partes declaram, mútua e expressamente, que a presente Escritura de Emissão foi celebrada respeitando-se os princípios de probidade e de boa-fé, por livre, consciente e firme manifestação de vontade das Partes e em perfeita relação de equidade.

10.6. Fica eleito o foro da Comarca do Rio de Janeiro, com exclusão de qualquer outro, por mais privilegiado que seja, para dirimir as questões porventura oriundas desta Escritura de Emissão.

E por estarem assim justas e contratadas, firmam a presente Escritura de Emissão em 4 (quatro) vias de igual teor e forma e para o mesmo fim, juntamente com as 02 (duas) testemunhas abaixo.

Rio de Janeiro, 05 de julho de 2004.



[Página de assinaturas do
INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 2ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA
CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO]

CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

Nome: José Inostroza Lopez
Cargo: Diretor Presidente

Nome: Luiz Carlos L. O. Bettencourt
Cargo: Gerente Financeiro

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.

Nome: Gustavo Dezouart T. Pinto
Cargo: Procurador

TESTEMUNHAS:

1. Juliana Nascimento
Nome: Juliana Nascimento
RG: 3.108.447-1 RP

2. David Augusto de Azevedo
Nome: DAVID AUGUSTO DE AZEVEDO
RG: 08619693-6 RP

Cartório Roberto Vieira - 17º Ofício de Justiça
Matriz - Rua Alberto Vitor, 15 - Centro - Niterói - RJ

Reconheço por semelhança as 2 firmas abaixo:
JOSE ALEJANDRO INOSTROZA LOPEZ e LUIZ CARLOS LAURENS
ORTINS DE BETTENCOURT

Em testemunho da verdade,
Niterói, Segunda-feira, 5 de Julho de 2004

Alessandro Serpa Guerra
F. Substituto 0,0902
Conforme Lei 8.935/94 Art. 10, III
Total: 0,1702

Notário: SALVIO MARCIO PORTO ARCOVERDE
Rua São José 20-A - RJ - Tel. 2544-6427

Reconheço por semelhança a(s) firma(s): #
GUSTAVO DEZOUART TEIXEIRA PINTO, #

Rio de Janeiro, 05 de Junho de 2004 Cont por as 12:34:35
1- Em testemunho da verdade

VICENTE MENDES REBEL - Substituto - VNA - 1
P/Firma 0,63 - P/Proc. 2,25 - FETJ 0,57 - Total R\$ 3,45

JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
Nome: CERJ COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO
Nº: 31.1006484-4
Protocolo: 00-2004/07622-2 - 08/07/2004
CERTIFICADO DE DEFERIMENTO EM 14/07/2004
NÚMERO E DATA ABAIXO

ED33000031-1/000
DATA: 14/07/2004

VICENTE MENDES REBEL
Substituto - VNA - 1
F. Substituto 0,0902
Conforme Lei 8.935/94 Art. 10, III
Total: 0,1702

ANEXO I

INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS, ENTRE A
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO – CERJ, BANCO CITIBANK S.A. E
OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., DATADO
DE 05 DE JULHO DE 2004

Handwritten signatures and stamps, including a large signature and a circular stamp.

2ºRTD-RJ - 730503
 Enrolamento 243.85 / Distribuidor 9.86
 Número/ACCTERJE 69 / FET: 50.70
 Total Enrolamentos(RTD) 310.90
 PARÁM Vag: 4 / Nome Ist: 3 / Págs: 34
 Proc: Esl: N / Averb: N / Dig:



INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS

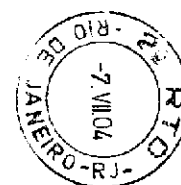
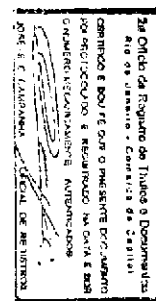
ENTRE

CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.

E

BANCO CITIBANK S.A.



DATADO DE 05 DE JULHO DE 2.004

REGISTRAR
 E SEGURANÇA

730503

SERIE AAA

1º OFÍCIO DE NOTARIADO
 Marcella Santos Silva
 Escrevente Substituto

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR
E OUTRAS AVENÇAS

INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS, datado de 05 de julho de 2004 ("Contrato"), entre:

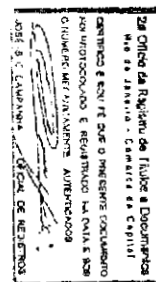
- a. CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO, sociedade por ações com sede na Cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, na Praça Leoni Ramos, nº 01, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ/MF) sob o nº 33.050.071/0001-58, neste ato representada na forma do seu estatuto social ("Companhia" ou "Emissora");
- b. BANCO CITIBANK S.A., instituição financeira nacional, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Paulista, nº 1.111, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ/MF) sob o nº 33.479.023.0001/80, neste ato representada na forma do seu estatuto social ("Depositário"); e
- c. OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., instituição financeira com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, Grupo 205, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ/MF) sob o nº 36.113.876/0001-91, neste ato representada na forma de seu contrato social, ("Agente Fiduciário"), representando a comunhão dos debenturistas da 2ª emissão de debêntures da Emissora ("Debenturistas").

CONSIDERANDO:

(a) que, na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 29 de abril de 2004 ("AGE"), foi aprovada (i) a 2ª emissão ("2ª Emissão"), em série única, de 29.400 (vinte e nove mil e quatrocentas) debêntures simples (não conversíveis em ações), da espécie com garantia flutuante e com garantia adicional de penhor, todas nominativas e escriturais, pela Emissora, com valor nominal unitário de R\$10.000,00 (dez mil reais) na data de emissão, perfazendo o montante total de R\$294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais) ("Debêntures") e (ii) a delegação ao Conselho de Administração de competência para deliberar determinadas condições referentes à 2ª Emissão, nos termos do artigo 59, parágrafo primeiro, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações");

(b) que, na reunião do Conselho de Administração, realizada em 1º de junho de 2004 ("RCA"), foram aprovadas determinadas condições referentes à 2ª Emissão;

(c) que a Emissora e o Agente Fiduciário celebraram, em 05 de julho de 2004, o Instrumento Particular de Escritura da 2ª Emissão de Debêntures Simples da CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro ("Escritura de Emissão"), segundo o qual a Emissora obrigou-se a celebrar o presente



73 0503

SERIE AAA

REGISTRAR E SEGURO

1º OFÍCIO DE NITERÓI
Marcelia Santos Silva
Escriturante Substituto

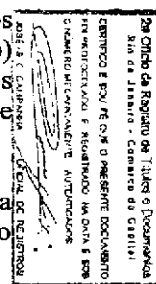
Contrato com o objetivo de constituir garantia adicional às Debêntures;

(d) que a Emissora tem fluxo de recebíveis oriundos de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica, os quais são cobrados e/ou arrecadados por agentes arrecadadores e/ou cobradores;

(e) que a Emissora deseja prestar em favor dos Debenturistas uma garantia pignoratícia sobre o produto da realização de tais recebíveis que se encontre na posse de determinados agentes arrecadadores e/ou cobradores e, bem como, sobre montantes eventualmente depositados em contas da Emissora mantidas nesses agentes arrecadadores e/ou cobradores ou investimentos ou aplicações do produto da realização desses recebíveis;

(f) que o produto decorrente da realização de seus recebíveis que estiver na posse de determinados agentes arrecadadores (quais sejam, Banco HSBC Bank Brasil S.A. – Banco Múltiplo e o Lemon Bank Banco Múltiplo S.A.) já está empenhado em favor do Citibank N.A. e do Banco Citibank S.A. (“Penhor Constituído em favor do Citibank”), conforme “Contrato de Penhor”, de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos, para garantir as obrigações decorrentes dos seguintes contratos: (a) “Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior”, de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos, inclusive operações de “swap” relacionadas a este contrato; (b) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de janeiro de 2004, e respectivos aditamentos; e (c) “Contrato de Empréstimo”, de 02 de fevereiro de 2004, e respectivos aditamentos (“Obrigações Garantidas do Citibank”); e

(g) que a Emissora obteve, em 28 de junho de 2004, autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para a constituição do penhor de que trata este Contrato em favor dos Debenturistas.



ISTO POSTO, as partes (“Partes”) têm entre si justo e contratado o quanto segue:

Cláusula 1. Constituição do Penhor. Em garantia do fiel, pontual e integral (a) cumprimento de todas as obrigações assumidas pela Emissora na Escritura de Emissão e neste Contrato, (b) ressarcimento de toda e qualquer importância que o Agente Fiduciário ou qualquer Debenturista venha a desembolsar em virtude da constituição do penhor previsto neste Contrato, (c) pagamento de quaisquer tributos incidentes sobre a alienação de quaisquer dos Bens e Direitos Empenhados (conforme definido abaixo), sobre os créditos e remuneração do Agente Fiduciário, incluindo, a título exemplificativo, o Imposto de Renda e a Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (“Obrigações”), a Emissora, por este Contrato e na melhor forma de direito, constitui, em favor dos Debenturistas, penhor, nos termos do artigo 1.451 do Código Civil (“Penhor”):

(a) de todos os direitos contra as instituições financeiras (“Agentes Arrecadadores/Cobradores”) e bens em posse de tais instituições conforme contratos de arrecadação e cobrança indicados no Anexo I, os quais são nesta data entregues ao Agente Fiduciário, (i) em decorrência do pagamento, por qualquer meio, aos Agentes Arrecadadores/Cobradores



REGISTRAR
73 0503
SERIE AAA

OFÍCIO DE NITERÓI
Marcella Santos Silva
Escriturante Substituto

[Handwritten signatures and initials]

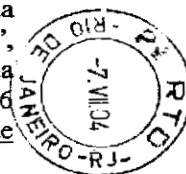
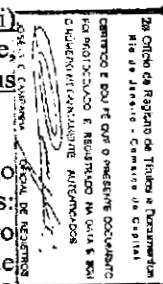
dos direitos creditórios oriundos da comercialização de energia elétrica pela Emissora, no desempenho regular de suas atividades comerciais, em trânsito ou em processo de compensação bancária ("Produto da Arrecadação/Cobrança"), incluindo quaisquer montantes eventualmente depositados oriundos do Produto da Arrecadação/Cobrança em contas da Emissora mantidas perante os Agentes Arrecadadores/Cobradores; e (ii) em decorrência de quaisquer investimentos ou aplicações de recursos oriundos do Produto da Arrecadação/Cobrança, ou produtos de tais investimentos ou aplicações, dos recursos mencionados neste item (a), bem como o penhor sobre tais investimentos, aplicações, quotas de fundos ou produtos bancários ("Créditos Arrecadados/Cobrados"); e

- (b) de todos os créditos contra o Depositário (i) em decorrência de transferências ou depósitos feitos ao Depositário pelos Agentes Arrecadadores/Cobradores e/ou Emissora para a Conta Vinculada (conforme definida neste item (b)); (ii) por quaisquer montantes mantidos em depósito, na conta segregada, especial e vinculada nº 1533819, agência nº 001, de titularidade da Emissora, no Depositário, movimentável exclusivamente conforme os termos e condições previstos neste Contrato ("Conta Vinculada"); e (iii) pelos investimentos ou aplicações, ou produtos de tais investimentos ou aplicações, dos recursos recebidos e/ou mantidos na Conta Vinculada, conforme sub-itens (i) e (ii) deste item (b), nos termos abaixo estabelecidos ("Créditos Bancários" e, juntamente com os Créditos Arrecadados/Cobrados, simplesmente "Bens e Direitos Empenhados").

Parágrafo Único - Para os fins dos incisos I, II e III do artigo 1.424 do Código Civil, as principais características das Obrigações são, nesta data, as seguintes: (a) montante total de emissão: R\$294.000.000,00 (duzentos e noventa e quatro milhões de reais); (b) taxa de juros: taxa média dos depósitos interfinanceiros de um dia, *over* extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias, calculada e divulgada pela Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP"), no Informativo Diário, disponível em sua página na *Internet* (<http://www.cetip.com.br>) e no jornal "Gazeta Mercantil", edição nacional, ou na falta deste, em outro jornal de grande circulação, acrescida exponencialmente de *spread* de 4% a.a. (quatro por cento ao ano); e (c) prazo: 36 (trinta e seis) meses contados a partir de 01 de junho de 2004 ("Data de Emissão").

Cláusula 2. Constituição do Penhor. Como parte do processo de constituição do Penhor:

- (a) a Emissora deverá notificar os Agentes Arrecadadores/Cobradores entregar, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis contados da data da celebração deste Contrato, ao Agente Fiduciário cópias de tais notificações enviadas aos Agentes Arrecadadores/Cobradores com as respectivas ciências dos Agentes Arrecadadores/Cobradores, cujo modelo está incluído no Anexo II. Para os fins do artigo 1.453 do Código Civil, o



730503

SERIE AAA

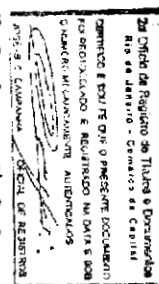
REGISTRAR

1º OFÍCIO DE NITERÓI
Marcelle Santos Silva
Escrevente Substituto

[Handwritten signatures and initials]

Depositário, mediante assinatura deste Contrato, declara-se notificado e ciente da existência do Penhor;

- (b) o Penhor Constituído em favor do Citibank será extinto tão logo sejam cumpridas todas as Obrigações Garantidas do Citibank, que, em 31 de março de 2004, totalizavam aproximadamente R\$75 milhões, nos termos do artigo 1.436 do Código Civil, por meio do pagamento que a Emissora realizará até a data em que receber os recursos oriundos da subscrição de todas as Debêntures objeto de garantia firme nos termos do "Instrumento Particular de Contrato de Coordenação, Colocação e Distribuição Pública de Debêntures Simples, da Espécie Com Garantia Flutuante e Garantia Adicional, sob Regime de Garantia Firme e de Melhores Esforços da 2ª Emissão, em Série Única, da CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro", de 05 de julho de 2004 ("Data da Extinção"), os quais são suficientes para a quitação das Obrigações Garantidas do Citibank, já contempladas na destinação dos recursos da Emissão prevista na Escritura de Emissão;
- (c) os credores, Banco Citibank S.A. e/ou Citibank N.A., na Data da Extinção, darão quitação à Emissora e, em até 02 (dois) dias úteis contados da Data da Extinção, providenciarão o pedido de averbação do cancelamento do registro do Penhor Constituído em favor do Citibank, nos termos do artigo 1.437 do Código Civil;
- (d) a Emissora deverá, após o recebimento da quitação, enviar nova notificação aos Agentes Arrecadores/Cobreadores sobre a extinção do Penhor Constituído em favor do Citibank, cujo modelo está incluído no Anexo III ("Segunda Notificação"), e entregar, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis contados da Data da Extinção ("Data da Segunda Notificação"), ao Agente Fiduciário cópias de tais notificações enviadas aos Agentes Arrecadores/Cobreadores com as respectivas ciências dos Agentes Arrecadores/Cobreadores. Os credores, Banco Citibank S.A. e/ou Citibank N.A., deverão instruir a área responsável do Depositário para, a partir da Data da Extinção e até que os Agentes Arrecadores/Cobreadores recebam e estejam cientes da Segunda Notificação, depositar na Conta Vinculada todos os valores que forem transferidos dos Agentes Arrecadores/Cobreadores para conta corrente nº 1513524, agência nº 001, mantida pela Emissora junto ao Depositário, nos termos do "Contrato de Penhor", de 07 de maio de 2003, e respectivos aditamentos;
- (e) os Bens e Direitos Empenhados ficarão, nos termos deste Contrato, indisponíveis para a Emissora e à disposição do Agente Fiduciário, sendo liberados à Emissora exclusivamente nos termos e condições deste Contrato;
- (f) nos termos e para os fins dos artigos 1.454 e 1.455 do Código Civil, e sem prejuízo de quaisquer das demais disposições previstas neste Contrato, a Emissora, neste ato, nomeia e constitui o Agente Fiduciário seu



REGISTRAR
E SEGUIR ANOTA

73 0503

SERIE AAA

1º OFÍCIO DE NITERÓI
Marcella Santos Silva
Escriturante Substituto
5

[Handwritten signatures and initials]

procurador com poderes irrevogáveis e irretroatáveis para, em caso de inadimplemento das obrigações da Emissora nos termos da Escritura de Emissão e deste Contrato, e após obedecidos os procedimentos previstos na Escritura de Emissão, proceder, a seu exclusivo critério, à excussão dos Bens e Direitos Empenhados, inclusive por meio da sua cobrança direta junto aos Agentes Arrecadadores/Cobreadores, depositando obrigatoriamente os recursos assim recebidos na Conta Vinculada; e

- (g) este Contrato, seus anexos e seus eventuais aditamentos, são nesta data protocolados para registro nos competentes cartórios de registro de títulos e documentos das cidades do Rio de Janeiro e de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, e na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, às custas da Emissora.

Cláusula 3. Penhor de Futuros Créditos Arrecadados/Cobrados e Créditos Bancários. O Penhor de Créditos Arrecadados/Cobrados, nos termos do item (a) da Cláusula 1, e Créditos Bancários, nos termos do item (b) da Cláusula 1, reputar-se-á perfeito tão logo tais créditos passem a existir, independentemente da assinatura de qualquer outro documento ou da prática de qualquer outro ato das Partes.

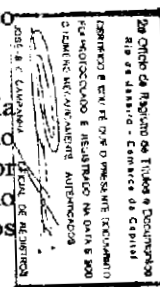
Cláusula 4. Prazo. Este Contrato vigorará até o integral cumprimento, pela Emissora, de todas as Obrigações, ficando entendido que isso terá ocorrido apenas após recebimento pela Emissora de uma notificação nesse sentido por parte do Agente Fiduciário. Após tal recebimento, este Contrato ficará terminado de pleno direito, devendo os Bens e Direitos Empenhados serem liberados imediatamente.

Cláusula 5. Nomeação do Depositário. A Emissora ora nomeia o Depositário como detentor do Penhor, para todos os efeitos deste Contrato e da lei, em conformidade com os termos e as disposições deste Contrato, e o Depositário ora aceita a nomeação.

Cláusula 6. Abertura de Conta Vinculada. A Emissora obriga-se a instruir os Agentes Arrecadadores/Cobreadores, de forma irrevogável e irretroatável, para que os recursos recebidos por eles sejam ao final de cada dia útil transferidos via TED "C" da conta genérica de arrecadação dos próprios Agentes Arrecadadores/Cobreadores para a Conta Vinculada, conforme o Anexo III, não podendo ser depositados em qualquer outra conta de titularidade da Emissora.

Cláusula 7. Investimento dos Valores Depositados na Conta Vinculada.

- (a) O Depositário atuará na qualidade de custodiante dos Créditos Bancários e, consoante instruções detalhadas, por escrito, que poderão eventualmente ser enviadas a ele pela Emissora e a confirmação do Agente Fiduciário, mencionada abaixo, deverá periodicamente investir e reinvestir os recursos depositados na Conta Vinculada em qualquer um ou mais dos investimentos a seguir:



REGISTRAR E SEGUIR

730503

SERIE AAA

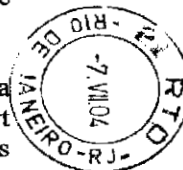
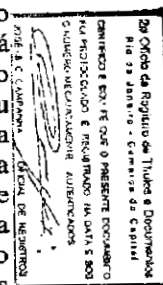
1º OFÍCIO DE NITERÓI
Marcella Santos Silva
Escritório Substituto
6

Handwritten signatures and initials.

- (i) Certificado de Depósito Bancário emitido pelo Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal, Banco Bradesco S.A., Banco Itaú BBA S.A., Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco ABN Amro Real S.A., Banco Santander Brasil S.A., Banco Safra S.A., Nossa Caixa, HSBC Bank Brasil S.A. – Banco Múltiplo e/ou Depositário; ou
 - (ii) Títulos Públicos Federais; ou
 - (iii) Fundos de Investimento, quais sejam, Fundos de Renda Fixa, Fundos DI, todos administrados pelo Depositário.
- (b) Anteriormente à realização de cada investimento, a Emissora deverá instruir o Depositário, por escrito, com relação à operação a ser executada, enviando uma cópia de tal instrução ao Agente Fiduciário, conforme modelo do Anexo VI deste Contrato. Mediante autorização, por escrito, por parte do Agente Fiduciário com relação à tal operação, que deverá ser emitida em, no máximo, 24 (vinte e quatro) horas a contar da data da instrução (sendo que, na ausência de qualquer notificação nesse período, a aplicação será tida como tendo sido não autorizada), o Depositário estará apto a executar tal operação. Com relação ao investimento em fundos descrito no item 7 (a) (iii), o Depositário não terá nenhuma responsabilidade em verificar se o fundo de investimento indicado na instrução de investimento é um Fundo de Renda Fixa ou Fundo DI. Tal verificação deverá ser feita pelo Agente Fiduciário e, uma vez recebida a autorização por escrito do Agente Fiduciário mencionada no item (b) acima, o Depositário deverá cumprir a instrução de investimento por ele recebida. O Agente Fiduciário não terá nenhuma responsabilidade com relação a quaisquer prejuízos resultantes do investimento, reinvestimento ou liquidação dos Bens e Direitos Empenhados, desde que tenha agido de acordo com este Contrato. As pessoas autorizadas a enviar tais notificações em nome do Agente Fiduciário são:

(i) Mauro Sergio de Oliveira, César Reinaldo Leal Pinto, Juarez Célio da Gama Dias Costa, Jose Alexandre Costa de Freitas, Gustavo Dezouart Teixeira Pinto, Alexandre Lodi de Oliveira e Helen de O. Thomas (telefone: (21) 2493-7003).

- (c) Todo e qualquer investimento, aplicação, produto bancário, crédito decorrente de operação financeira, quota de fundo ou outro direito, juro, pagamento, rendimento ou ganho decorrente das operações realizadas pelo Depositário nos termos dessa Cláusula 7 são considerados “Bens e Direitos Empenhados” e ficarão automaticamente empenhados em favor dos Debenturistas, a fim de garantir o fiel, pontual e integral cumprimento de todas as Obrigações, devendo o Depositário praticar todos os atos necessários para efetuar todas as averbações necessárias para formalizar o Penhor, em favor dos Debenturistas, dos bens e direitos eventualmente adquiridos ou auferidos nos termos desta Cláusula 7. Os recursos decorrentes de todo e qualquer resgate dos investimentos e aplicações mencionados nesta



730503

SERIE AAA

REGISTRAR

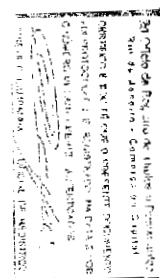
1º OFÍCIO DE NITRUPILME
Marcelina Santos Silva
Escritório Substituto

Handwritten signatures and initials.

(d) O Depositário terá poderes para vender ou liquidar os investimentos acima sempre que o Depositário for obrigado a transferir os montantes excedentes ao Fluxo Mensal Mínimo consoante o item (i) da Cláusula 8. O Depositário não terá nenhuma responsabilidade com relação a quaisquer prejuízos resultantes do investimento, reinvestimento ou liquidação dos Bens e Direitos Empenhados, desde que tenha agido de acordo com este Contrato.

(a) Desde a Data da Segunda Notificação até o integral cumprimento de todas as Obrigações, conforme Cláusula 4 acima, a Emissora obriga-se perante o Agente Fiduciário, como representante dos Debenturistas, a manter um fluxo mensal na Conta Vinculada oriundo de arrecadação e/ou cobrança dos Agentes Arrecadadores/Cobreadores de, no mínimo, 125% (cento e vinte e cinco por cento) da maior parcela mensal remanescente de pagamento de principal e juros nos termos da 2ª Emissão ("Fluxo Mensal Mínimo"). O Fluxo Mensal Mínimo deverá ser apurado entre o 1º (primeiro) dia de cada mês e terminando no 27º (vigésimo-sétimo) dia, inclusive, do mesmo mês ("Período de Apuração"), considerando-se que (i) o primeiro Período de Apuração deverá ser o período que se inicia no primeiro dia do mês imediatamente seguinte à data de início da distribuição pública das Debêntures da 2ª Emissão, inclusive, cujo término será no 27º (vigésimo-sétimo) dia, inclusive, do mesmo mês; (ii) o último Período de Apuração deverá terminar no dia em que todas as Obrigações tenham sido integralmente cumpridas, conforme Cláusula 4 acima. Para efeitos da projeção dos pagamentos de juros vincendos será adotada a taxa média dos depósitos interfinanceiros de um dia, *over* extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias, divulgada no dia útil imediatamente anterior ao início do período de apuração pela Câmara de Liquidação e Custódia - CETIP no Informativo Diário, disponível em sua página na Internet (<http://www.cetip.com.br>) e no jornal "Gazeta Mercantil". Com base nesta projeção, será calculada a maior parcela vincenda e será definido o Fluxo Mensal Mínimo.

(b) A partir da Data da Segunda Notificação e em cada dia útil, exceto (i) nos dias determinados de acordo com o item (d) desta Cláusula 8, (ii) em caso de não se atingir o Fluxo Mensal Mínimo, ou (iii) caso o Depositário receba uma notificação do Agente Fiduciário de que ocorreu qualquer descumprimento de qualquer obrigação da Emissora prevista na Escritura de Emissão e neste Contrato ("Evento de Inadimplemento"). O Depositário liberará os valores depositados na Conta Vinculada (que não estejam investidos em quaisquer investimentos nos termos da Cláusula 7) em excesso ao Fluxo Mensal Mínimo, para a Conta Corrente número 52322246, agência número 003 detida pela Emissora no Depositário ou



REGISTRAR

SERIE A A A

500

8

2

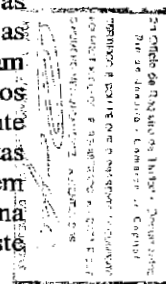
50

[Signature]

2

qualquer outra conta que a Emissora instruir por escrito o Depositário com pelo menos 2 (dois) dias úteis de antecedência, mediante recursos disponíveis recebidos até às 15:00 horas, conforme modelo do Anexo V deste Contrato. Da mesma forma, enquanto (i) não for atingido o Fluxo Mensal Mínimo e/ou (ii) não for sanado o Evento de Inadimplemento, o Depositário não estará obrigado perante a Emissora a fazer nenhum tipo de transferência direta ou indireta solicitada por esta. O Depositário deverá basear a sua decisão de transferir os recursos na hipótese da ocorrência de um Evento de Inadimplemento (ou o seu saneamento) exclusivamente na informação que vier a ser prestada sobre tal ocorrência (ou saneamento) pelo Agente Fiduciário.

- (c) Os recursos que estiverem então depositados na Conta Vinculada serão utilizados pelo Agente Fiduciário para o pagamento do valor devido pela Emissora em cada mês especificamente, incluindo possíveis multas e/ou juros de mora e/ou outros possíveis encargos e tributos, de acordo com a Escritura de Emissão. O valor a ser debitado da Conta Vinculada será comunicado, por escrito, ao Depositário pelo Agente Fiduciário, conforme disposto no item (e) desta Cláusula 8. O Agente Fiduciário deverá instruir o Depositário a transferir, no dia imediatamente anterior às respectivas datas de pagamento de principal e/ou juros previstas no Anexo IV, as quantias necessárias para o cumprimento de tais obrigações. Caso existam multas e/ou juros de mora e/ou outros possíveis encargos e tributos devidos pela Emissora nos termos da 2ª Emissão, caberá ao Agente Fiduciário comunicar, por escrito, o Depositário os valores dessas multas e/ou juros de mora e/ou outros possíveis encargos e tributos a serem debitados da Conta Vinculada. O Depositário executará os débitos na Conta Vinculada, a serem efetuados com os propósitos descritos neste item (c), de acordo com as instruções do Agente Fiduciário.



- (d) Observado o disposto no item (h) desta Cláusula 8, desde o 1º (primeiro) dia de cada mês até que seja atingido o Fluxo Mensal Mínimo, o Depositário acumulará os recursos recebidos na Conta Vinculada. Os valores excedentes a esse montante que estiverem depositados na Conta Vinculada deverão ser liberados à Emissora pelo Depositário, de acordo com instruções por escrito da Emissora, conforme modelo do Anexo V deste Contrato, mediante recursos disponíveis, salvo caso o Depositário tenha recebido do Agente Fiduciário uma notificação de que exista um Evento de Inadimplemento por parte da Emissora. Nesse caso, o Depositário não liberará os recursos excedentes recebidos na Conta Vinculada, até que receba uma notificação do Agente Fiduciário de que o Evento de Inadimplemento foi sanado.



- (e) Toda e qualquer instrução de transferência de recursos, enviada pela Emissora ou pelo Agente Fiduciário ao Depositário, conforme modelo do Anexo V deste Contrato, deverá ser recebida, impreterivelmente, até às 15:00 horas. Em caso de recebimento após este horário, a instrução será processada no dia útil imediatamente posterior.

SERIE AAA
730503

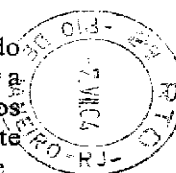
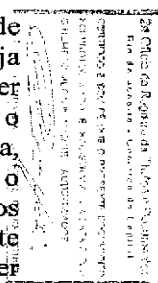
9

GOM
JUL
M

- (f) Mensalmente, até 3 (três) dias antes das datas de amortização de principal e/ou pagamento de juros, conforme cronograma do Anexo IV deste Contrato, caso o total dos recursos acumulados na Conta Vinculada seja inferior ao Fluxo Mensal Mínimo oriundo da arrecadação e/ou cobrança dos Agentes Arrecadores/Cobreadores, o Depositário deverá comunicar a Emissora para que ela proceda ao depósito da diferença do montante necessário para atingir o Fluxo Mensal Mínimo ("Comunicação de Depósito"). O respectivo depósito pela Emissora dos montantes faltantes para atingir o Fluxo Mensal Mínimo não poderá ser realizado por mais de 3 (três) vezes a cada período de 12 (doze) meses, entendendo-se que o primeiro desses períodos de 12 (doze) meses se inicia na data de início da distribuição pública das Debêntures da 2ª Emissão. Após verificada a realização da 3ª Comunicação de Depósito no período de 12 (doze) meses, a Emissora deverá incluir imediatamente novos agentes arrecadores/cobreadores de forma a sanar tal pendência, respeitado o prazo de saneamento previsto na alínea (i) do item 4.13.1 da Escritura de Emissão.
- (g) Mensalmente, nas datas de amortização de principal e/ou pagamento de juros, caso o total dos recursos acumulados na Conta Vinculada seja inferior ao total devido pela Emissora naquele mês, e a Emissora não tiver realizado o depósito nos termos do item (f) desta Cláusula 8, o Depositário continuará a reter os recursos recebidos na Conta Vinculada, independentemente do disposto no item (b) desta Cláusula 8, até que o Fluxo Mensal Mínimo seja atingido, acrescido das multas de mora, juros e/ou outros possíveis encargos e tributos. Nesse caso, caberá ao Agente Fiduciário notificar por escrito ao Depositário o novo valor corrigido a ser atingido, bem como instruir o Depositário por escrito com relação ao débito dos recursos para o pagamento de juros e/ou a amortização.
- (h) O Depositário também poderá liberar os recursos depositados de acordo com os termos de um mandado, sentença ou decisão determinando a liberação dos Bens e Direitos Empenhados ou de qualquer parcela dos mesmos, no sentido de que esse mandado, sentença ou decisão represente uma adjudicação final dos direitos das Partes por um tribunal competente.
- (i) Imediatamente quando do recebimento do mandado, sentença ou decisão, o Depositário liberará o valor dos Bens e Direitos Empenhados, total ou parcialmente, em conformidade com o mesmo.

Cláusula 9. Prestação de Informações.

- (a) A Emissora deverá também prestar ao Agente Fiduciário, no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis, qualquer informação que o Agente Fiduciário solicitar à Emissora sobre os procedimentos que a Emissora estiver adotando para a cobrança dos direitos creditórios oriundos da comercialização de energia elétrica pela Emissora inadimplidos, que afetem adversamente os Créditos Arrecadados/Cobrados.



REGISTRADO

730503

SERIE A.A.A.

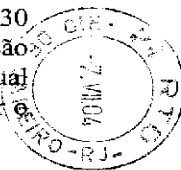
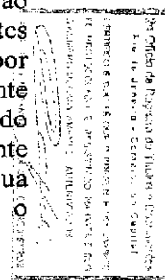
10

Handwritten signatures and initials.

- (b) O Depositário fica obrigado a apresentar à Emissora e ao Agente Fiduciário extrato da Conta Vinculada até o 10º (décimo) dia útil de cada Período de Apuração, dos quais deverão constar o saldo em conta e todos os débitos e créditos efetuados no período.
- (c) A Emissora deverá destacar, em nota explicativa às suas demonstrações financeiras, de forma clara, ordenada, eficiente e segura, a existência dos Bens e Direitos Empenhados.

Cláusula 10. Alteração nos Contratos de Arrecadação e/ou Cobrança e Substituição de Agente Arrecadador/Cobrador.

- (a) A Emissora obriga-se a não alterar seus contratos de prestação de serviços de arrecadação ou de cobrança com os Agentes Arrecadadores/Cobrades, caso tal alteração possa de qualquer forma prejudicar o Penhor ou a sua excussão nos termos deste Contrato.
- (b) A Emissora obriga-se a não rescindir os contratos de serviço de arrecadação ou de cobrança com os Agentes Arrecadadores/Cobrades, sem antes efetuar a substituição do respectivo Agente Arrecadador/Cobrador por outro com arrecadação igual ou superior ao do Agente Arrecadador/Cobrador substituído aceitável pelo Agente Fiduciário, sendo que este novo Agente Arrecadador/Cobrador deverá ser devidamente notificado, conforme modelo do Anexo VII deste Contrato, e dar sua ciência em relação à constituição do Penhor, a fim de garantir o cumprimento do disposto no presente Contrato.
- (c) Caso qualquer um dos Agentes Arrecadadores/Cobrades deixe, por qualquer motivo, de ser um agente arrecadador da Emissora, a Emissora obriga-se a tomar todas as providências necessárias para substituir em 30 (trinta) dias o Agente Arrecadador/Cobrador por outro com arrecadação igual ou superior ao do Agente Arrecadador/Cobrador substituído, o qual deverá ser notificado, conforme modelo do Anexo VII, a fim de garantir o cumprimento do disposto no presente Contrato.
- (d) A Emissora obriga-se, ainda, a incluir novos agentes arrecadadores/cobrades, de acordo com o disposto no item (f) da Cláusula 8.



SERIE A.A.
730503

Cláusula 11. Excussão dos Bens e Direitos Empenhados. Na hipótese de descumprimento de qualquer das Obrigações (seja por falta de pagamento ou em decorrência do disposto na Escritura de Emissão ou neste Contrato), o Agente Fiduciário poderá executar os Bens e Direitos Empenhados ou, a seu exclusivo critério, usar, sacar, vender, aplicar, resgatar, ceder ou transferir, em caráter oneroso, de forma amigável e de boa-fé, judicial ou extrajudicialmente, no todo ou em parte, independentemente de avaliação, notificação judicial ou extrajudicial, ou de qualquer outro procedimento, os Bens e Direitos Empenhados, utilizando o produto obtido em decorrência da excussão do Penhor para o pagamento do saldo devedor das Obrigações. Caso, após a integral

11

[Handwritten signatures and initials]

excussão do Penhor, o valor recebido pelo Agente Fiduciário supere o valor integral das Obrigações, o Agente Fiduciário deverá transferir o excesso à Emissora. Fica o Agente Fiduciário, desde já, em caráter irrevogável e irretratável, pelo presente e na melhor forma de direito, autorizado a firmar, em nome da Emissora, quaisquer documentos e praticar quaisquer atos necessários para a excussão do Penhor, em caso de inadimplemento da Emissora nos termos da Escritura de Emissão e deste Contrato, podendo exercer todos os direitos e praticar todos os atos previstos no inciso II do artigo 1.433, no inciso V do artigo 1.435 e nos artigos 1.454, 1.455, 1.457 e 1.459 do Código Civil e no parágrafo 2º do artigo 120 do Decreto Lei n.º 7.661, de 21 de junho de 1945, ficando autorizado, inclusive, de forma irrevogável e irretratável, a utilizar os recursos da Conta Vinculada para liquidação das Obrigações.

Parágrafo 1º Na hipótese de excussão do Penhor, o Agente Fiduciário poderá, a seu exclusivo critério e às expensas da Emissora, notificar os Agentes Arrecadadores/Cobreadores, informando-os de que todos os valores a serem pagos à Emissora, decorrentes dos Direitos Creditórios e dos Créditos Arrecadados/Cobrados, deverão ser efetuados conforme instruído na referida notificação, cujos termos deverão observar as disposições e condições previstas neste Contrato, em cujo caso, a Emissora deverá envidar seus melhores esforços para que tal instrução seja cumprida.

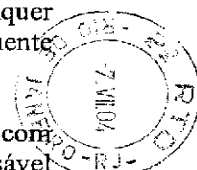
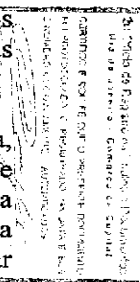
Parágrafo 2º Caso o produto da excussão do Penhor não seja suficiente para liquidar as Obrigações, a Emissora permanecerá responsável pelo saldo remanescente e respectivos encargos moratórios.

Parágrafo 3º Para os fins desta Cláusula 11 e do artigo 1.457 do Código Civil, concomitantemente à efetivação da transferência dos recursos depositados na Conta Vinculada para a Emissora de acordo com o disposto nos itens (b), (d), (e), (h) e (i) da Cláusula 8, somente neste momento e única e exclusivamente para este fim, os recursos assim transferidos ficarão automaticamente liberados do penhor ora constituído. Caso qualquer transferência de recursos venha a ser desfeita, questionada ou anulada, esses recursos ou montantes iguais a esse recursos deverão ser transferidos pela Emissora para a Conta Vinculada para recompor o Penhor.

Cláusula 12. Direitos e Obrigações do Depositário. Para induzir o Depositário a atuar nos termos deste Contrato, é ainda avençado pelas Partes o seguinte:

- (a) O Depositário terá a obrigação de conferir aos Créditos Bancários (e investimentos correspondentes), um grau de cuidado equivalente ao que confere a seus próprios bens semelhantes e não será obrigado a investir quaisquer recursos detidos nos termos deste Contrato, salvo conforme instruído neste Contrato. Os montantes que porventura não vierem a ser investidos não auferirão nem acumularão juros.
- (b) O Depositário não terá nenhuma responsabilidade perante a Emissora ou os Debenturistas, enquanto agente responsável pela Conta Vinculada, em cobrar os recursos a serem depositados na Conta Vinculada.

- (c) Este Contrato expressamente dispõe sobre todas as atribuições do Depositário com relação a todas e quaisquer questões pertinentes a este Contrato. Nenhuma atribuição ou obrigação tácita será interpretada neste Contrato contra o Depositário. O Depositário não será obrigado pelas disposições de qualquer outro eventual contrato entre as demais Partes, à exceção deste Contrato.
- (d) O Depositário não será responsável, salvo por sua própria culpa ou dolo e, salvo com relação a reivindicações baseadas na referida culpa ou dolo que sejam reivindicadas com êxito contra o Depositário. A Emissora indenizará e isentará o Depositário (e qualquer Depositário sucessor) de todos e quaisquer prejuízos, obrigações, reivindicações, ações, danos e despesas, inclusive honorários advocatícios e desembolsos razoáveis, oriundos de, ou relacionados a, este Contrato. Sem restringir o acima disposto, o Depositário, em hipótese nenhuma, será responsável com relação a qualquer investimento ou reinvestimento que venha a realizar nos termos deste Contrato, inclusive, entre outros, qualquer responsabilidade por quaisquer demoras (não resultantes de sua culpa ou dolo) na realização de qualquer investimento ou reinvestimento nos termos deste Contrato, ou quaisquer juros cessantes incidentes a essas demoras.
- (e) O Depositário terá o direito de confiar em qualquer mandado, sentença, certificação, exigência, notificação, instrumento ou outro documento a ele entregue nos termos deste Contrato, sem ser obrigado a apurar a autenticidade ou a precisão de qualquer fato mencionado no mesmo ou a propriedade, validade ou a entrega do mesmo. O Depositário poderá atuar confiando em qualquer instrumento ou assinatura que ele acredite ser autêntica e poderá supor que qualquer pessoa que pretenda dar recibo ou orientação ou que preste qualquer declaração ou assine qualquer documento com relação às disposições deste Contrato foi devidamente autorizada a atuar nesse sentido.
- (f) O Depositário poderá atuar consoante a orientação de advogado com relação a qualquer questão relativa a este Contrato e não será responsável por qualquer ato praticado ou deixado de praticar em conformidade com a referida orientação. O Depositário não será solicitado a atuar na qualidade de árbitro com relação a qualquer controvérsia entre as Partes deste Contrato ou a qualquer direito oriundo deste Contrato.
- (g) O Depositário não tem nenhuma participação no valor empenhado depositado nos termos deste Contrato, devendo atuar exclusivamente na qualidade de depositário. A Emissora pagará ou reembolsará ao Depositário, mediante solicitação, de quaisquer tributos incidentes sobre a transferência de, ou outros tributos relacionados ao, valor empenhado, incorridos com relação a este Contrato e indenizará e isentará o Depositário de quaisquer valores que ele seja obrigado a pagar no tocante aos referidos tributos. Quaisquer pagamentos de rendimentos oriundos



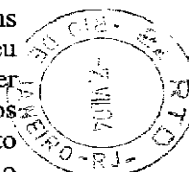
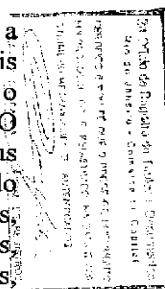
720503

13

Handwritten signatures and initials.

desta Conta Vinculada estarão sujeitos às regras aplicáveis de retenção então vigentes com relação a tributos brasileiros. É entendido que o Depositário será responsável por relatórios de rendimentos somente com relação a rendimentos auferidos no investimento de recursos que sejam parte do valor empenhado e não será responsável por qualquer outro relatório. Este item (g) e o item (d) desta Cláusula 12 subsistirão ao término deste Contrato ou a renúncia do Depositário.

- (h) O Depositário não presta nenhuma declaração quanto à validade, valor, autenticidade ou possibilidade de cobrança de qualquer garantia ou outro documento ou instrumento devido por ou a ele entregue.
- (i) O Depositário não será solicitado a orientar nenhuma Parte quanto à sensatez em vender ou reter ou praticar ou deixar de praticar qualquer ato com relação a quaisquer valores mobiliários ou outros bens depositados nos termos deste Contrato.
- (j) O Depositário é ora autorizado, a seu critério exclusivo, a obedecer e a cumprir todas as medidas, mandados, sentenças ou decisões judiciais expedidas por qualquer tribunal ou órgão administrativo que afetem o dinheiro, os documentos ou as coisas detidas pelo Depositário. O Depositário não será responsável perante qualquer das Partes, seus sucessores, herdeiros ou representantes pessoais, em virtude do cumprimento pelo Depositário das referidas medidas, mandados, sentenças ou decisões judiciais, não obstante essas medidas, mandados, sentenças ou decisões judiciais serem posteriormente alteradas, modificadas, revogadas ou anuladas. Na hipótese de qualquer controvérsia entre ou reivindicações conflitantes por ou entre as Partes e/ou qualquer outra pessoa física ou jurídica, com relação aos bens detidos nos termos deste Contrato, o Depositário terá o direito, a seu critério exclusivo, de recusar-se a cumprir todas e quaisquer reivindicações, exigências ou instruções com relação a esses bens detidos nos termos deste Contrato, enquanto a referida controvérsia ou conflito subsistir. Nessas circunstâncias, o Depositário poderá optar, a seu critério exclusivo, por depositar os bens por ele detidos numa conta de depósito em juízo. O Depositário não será nem se tornará responsável, de nenhuma maneira, perante as Partes, pela omissão ou recusa em cumprir as referidas reivindicações conflitantes, exigências ou instruções. O Depositário terá o direito de recusar-se a atuar até que, a seu critério exclusivo, essas reivindicações conflitantes ou exigências tenham sido decididas por um mandado final, sentença transitada em julgado ou decisão de um tribunal competente, mandado, sentença ou decisão não sujeitos a recurso, ou fazer acordo entre as partes conflitantes, conforme consubstanciado num documento satisfatório ao Depositário. Os custos e as despesas (inclusive honorários advocatícios e custas razoáveis), incorridos com relação a esse processo serão pagos por e serão considerados uma obrigação da Emissora.
- (k) O Depositário (e qualquer Depositário sucessor) poderá, a qualquer



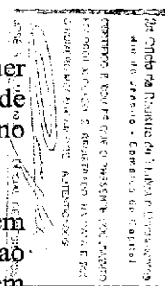
REGISTRAR
720503
SERIE AAA

14

Gar
Jard
me

momento, renunciar como tal, entregando o valor empenhado a qualquer Depositário sucessor conjuntamente designado pelas outras partes contratantes, por escrito, ou a qualquer tribunal competente, quando então o Depositário será liberado de todas e quaisquer obrigações adicionais oriundas do presente Contrato (salvo por aquelas incorridas anteriormente a tal entrega). A renúncia do Depositário entrará em vigor no que ocorrer antes entre (i) a nomeação de um sucessor (inclusive um tribunal competente) ou (ii) a data que for 30 (trinta) dias após a data de entrega de sua notificação de renúncia por escrito a demais Partes. Se, nessa data, o Depositário não tiver recebido a designação de um Depositário sucessor, a única responsabilidade do Depositário após essa data (salvo por aquelas incorridas anteriormente a tal entrega) será a de salvaguardar o valor empenhado até o recebimento da designação do Depositário sucessor ou de uma instrução/disposição conjunta por escrito das outras Partes ou de um mandado final de um tribunal competente e, neste caso, o Depositário terá o direito de receber seus honorários em conformidade com o item (n) desta Cláusula 12 (*pro rata*).

- (l) O Depositário não terá nenhuma responsabilidade pelo teor de qualquer documento de qualquer terceiro previsto neste Contrato como um meio de dirimir controvérsias e poderá confiar sem qualquer responsabilidade no teor do mesmo.
- (m) Na hipótese de qualquer discordância entre as outras Partes, que resultem em reivindicações ou exigências prejudiciais, ser feita com relação ao valor empenhado, ou na hipótese de o Depositário, de boa fé, estar em dúvida quanto às medidas a tomar nos termos deste Contrato, o Depositário terá o direito de reter o valor empenhado até que o Depositário tenha recebido (i) um mandado final não sujeito a recurso de um tribunal competente, determinando a entrega do valor empenhado ou (ii) um acordo por escrito, assinado pelas outras Partes, instruindo a entrega do valor empenhado, caso em que o Depositário desembolsará o valor empenhado em conformidade com o referido mandado ou acordo. O Depositário atuará com relação ao mandado judicial sem mais problemas.
- (n) A Emissora pagará a remuneração ao Depositário (como pagamento na íntegra) pelos serviços prestados pelo Depositário nos termos deste Contrato, de acordo com a Carta Proposta firmada entre o Depositário e a Emissora datada de 7 de maio de 2004 e obriga-se a reembolsar o Depositário de todas as despesas, desembolsos e adiantamentos razoáveis, incorridos ou feitos pelo Depositário no cumprimento de suas funções nos termos deste Contrato (inclusive honorários, custos e despesas razoáveis de seus advogados). Quaisquer honorários ou despesas do Depositário ou de seu advogado que não sejam pagas conforme previsto neste Contrato poderão ser compensadas com relação aos débitos perante a Emissora em relação aos Créditos Bancários (e correspondentes investimentos). É entendido que os honorários do Depositário poderão ser reajustados periodicamente. Fica, no entanto, ajustado que o Depositário não poderá compensar nenhum outro crédito que tenha contra a Emissora ou



SERIE A.A.
700503

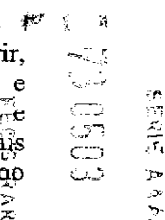
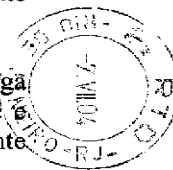
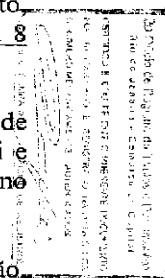
15

[Handwritten signatures and initials]

quaisquer das demais Partes com nenhum débito que tenha perante a Emissora ou quaisquer das demais Partes em decorrência da Escritura de Emissão ou deste Contrato, devendo, na qualidade de Depositário, seguir fielmente instruções do Agente Fiduciário para a transferência dos recursos depositados na Conta Vinculada, excussão do Penhor e satisfação das Obrigações em benefício da totalidade dos Debenturistas.

Cláusula 13. Obrigações Adicionais da Emissora. Além das demais obrigações previstas na Escritura de Emissão, neste Contrato ou em lei, a Emissora obriga-se a:

- (a) manter o Penhor e os Bens e os Direitos Empenhados sempre existentes, válidos, eficazes, em perfeita ordem e em pleno vigor, sem qualquer restrição ou condição e praticar todos os atos necessários à conservação do Penhor, dos Bens e Direitos Empenhados e da Conta Vinculada;
- (b) empregar esforços para não prejudicar o Fluxo Mensal Mínimo e tomar todas as medidas cabíveis para que os recursos provenientes dos Bens e Direitos Empenhados, durante o prazo de vigência do presente Contrato, sejam depositados na Conta Vinculada, na forma prevista na Cláusula 8 acima;
- (c) manter todas as autorizações necessárias à assinatura da Escritura de Emissão e deste Contrato e ao cumprimento de todas as obrigações ali e aqui previstas, sempre válidas, eficazes, em perfeita ordem e em pleno vigor;
- (d) defender-se, de forma tempestiva e eficaz, de qualquer ato, ação, procedimento ou processo que possa, de qualquer forma, afetar o cumprimento das Obrigações ou excussão do Penhor nos termos deste Contrato;
- (e) não celebrar nenhum contrato de qualquer natureza que contenha outorga de garantia ou direitos que afetem adversamente o Penhor, a qualidade e existência dos Bens e Direitos Empenhados e o direito do Agente Fiduciário de excutir o Penhor nos termos deste Contrato;
- (f) não ceder ou, de nenhuma forma ou a qualquer título, dispor, transferir, alterar, rescindir ou onerar, no todo ou em parte, quaisquer dos Bens e Direitos Empenhados e/ou os documentos representativos desses Bens e Direitos Empenhados (incluindo, sem todavia se limitar, eventuais contratos, notas fiscais e duplicatas), sem a prévia e expressa anuência do Agente Fiduciário; e
- (g) praticar todos os atos e assinar todos e quaisquer documentos necessários à manutenção dos direitos decorrentes do presente Contrato.



16

Handwritten signatures and initials.

Cláusula 14. Disposições Gerais.

- (a) Este Contrato será regido pela lei brasileira. Quaisquer controvérsias ou disputas decorrentes do presente Contrato deverão ser resolvidas no foro da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, renunciando expressamente a qualquer outro por mais privilegiado que esse último possa ser.
- (b) Este Contrato obriga somente as Partes e reverterá exclusivamente em benefício dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, bem como dos respectivos sucessores e cessionários, herdeiros, inventariantes e representantes. Exceto conforme previsto neste item (b), nenhuma das Partes poderá ceder qualquer de seus direitos ou obrigações nos termos deste Contrato, sem o consentimento prévio e por escrito das demais Partes.
- (c) Este Contrato somente poderá ser alterado por um documento escrito assinado por todas as Partes, e nenhuma renúncia nos termos deste Contrato terá efeito salvo se feita por escrito e assinada pelas Partes.
- (d) As demais Partes autorizam o Depositário, com relação a quaisquer valores mobiliários detidos nos termos deste Contrato, a usar os serviços de qualquer depositário de valores mobiliários brasileiros que ele julgar conveniente, inclusive, entre outros, a CETIP, o SELIC – Serviço Especial de Liquidação e Custódia, a CBLC – Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia e a BM&F – Bolsa Mercantil de Futuros.
- (e) Todas as notificações, exigências, mandados ou demais instruções a serem dadas nos termos deste Contrato serão feitas por escrito, serão assinadas pelos emitentes das mesmas e serão consideradas suficientemente dadas somente se enviadas por carta registrada, com franquia paga e devolução de recibo, endereçadas como segue:

Se para a Emissora:

CERJ – Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro

Praça Leoni Ramos, nº 1

CEP: 24210-200

Niterói - RJ

Tel.: (21) 2613-7030

Fax: (21) 2613-7122 ou 7199

A/C Sr. Abel Alves Rochinha (Diretor Financeiro)

Se para o Agente Fiduciário

Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.

Avenida das Américas, nº 500, Bloco 13, grupo 205

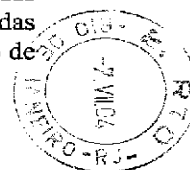
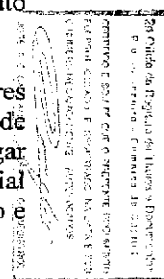
CEP: 22640-100

Rio de Janeiro - RJ

Tel.: (21) 2493 7003

Fax: (21) 2493 4746 ou 2493 4901

A/C Sr. Juarez Dias Costa



REGISTRAR
E SEQUESTRAR

73 0503

SERIE AAA

Handwritten signature and stamp.

Handwritten signature and stamp.

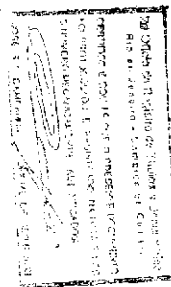
Se para o Depositário
Banco Citibank S.A.
Avenida Paulista, 1111, 7o. andar
CEP: 01311-200
São Paulo – SP
Tel.: (11) 5576-6501/ 5576-1983
Fax: (11) 5576-1006
A/C Sr. A/C Sr. Jaime Moretto/ William Caldeira

ou aos endereços ou à atenção da outra pessoa que qualquer das Partes possa designar à outra por meio de notificação escrita, na forma especificada acima.

- (g) Quando da assinatura deste Contrato, a Emissora, em qualquer hipótese, em até 10 (dez) dias úteis da data deste Contrato, registrará o presente Contrato e seus anexos no Registro de Títulos e Documentos das Cidades do Rio de Janeiro e de Niterói, Estado do Rio de Janeiro e da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, e (i) dará ao Depositário uma cópia do requerimento de registro na data deste Contrato e (ii) fornecerá comprovação satisfatória ao Depositário de que esse registro foi devidamente efetuado.

E, por estarem justas e contratadas, as Partes, obrigando-se por si e sucessores, assinam o presente Contrato em 4 (quatro) vias de igual teor e forma para um só efeito, juntamente com 2 (duas) testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, 05 de julho de 2004.



SERIE 444
730503
REGISTRAR
E SEGURO

[PÁGINA DE ASSINATURAS DO INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS ENTRE A CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO, OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA. E BANCO CITIBANK S.A.]

CERJ - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

Nome: José Inostroza Lopez
Cargo: Diretor Presidente

Nome: Luiz Carlos L. O. Bettencourt
Cargo: Gerente Financeiro

OLIVEIRA TRUST DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA.

Nome: Gustavo DeSouza T. Pinto
Cargo: Procurador

Nome: _____
Cargo: _____

De acordo e Aceito:

Data: _____

BANCO CITIBANK S.A.
"DEPOSITÁRIO"

Nome: Juliana S. de Aguiar
Cargo: RG. 27.157.706-X

Nome: Márcio Veronese Alves
Cargo: Products Specialist
CPF: 150.720.688-70

TESTEMUNHAS:

1. Cartório Roberto Vieira - 11 - Ofício de Justiça
Nome: Cartório Roberto Vieira
RG: 27.223.806-5

2. Lucas Matt Curi
Nome: LUCAS MATT CURY
RG: 28465520-0

Cartório Roberto Vieira - 11 - Ofício de Justiça
Matriz: Rua Alberto Torres, 15 - Centro-Mitropolis
Reconheço por semelhança as 2 (duas) firmas abaixo:
JOSE ALEJANDRO INOSTROZA LOPEZ e LUIZ CARLOS LAURINS
DIRIGENTES DE BETTENCOURT
Em testemunha da verdade
Niterói, Segunda-feira, 5 de Julho de 2004

Alessandro Serpa Guerra
RG: 27.223.806-5

119 Ofício de Notas - Notário: SALVIO MARCID PORTO AROVERDE
Rua São José 20-A - RJ - Tel. 2044-6427
Reconheço por semelhança a(s) firma(s):
GUSTAVO DE SOUZA TEIXEIRA PINTO.
Rio de Janeiro, 05 de Julho de 2004, cont. por _____ as 12:34:79
1 - Em Testemunha da verdade.
VIGENTE MENDES BARRAL - SANTIAGO VIANNA
P/5: R\$ 0,63 - P/10: R\$ 0,63 - P/15: R\$ 0,63 - Total: R\$ 1,89

Maria Rosa de Lima

19 Ofício de Justiça de Niterói. Rua da Conceição, 68. 2719-0374

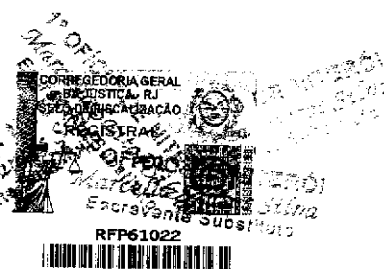
Registro de Títulos e Documentos

Apresentado hoje para registro e apontado no Livro Protocolo

Sob No 86.194. Registrado sob o No 46.364

Niterói, 08 de Julho de 2004

Maria Rosa de Lima Oficiala _ Mat. 06/2440



100. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS :
E DOCUMENTOS DA CAPITAL - SÃO PAULO :
RUA XV DE NOVEMBRO, 244 - 6. ANDAR :
TELEFONES 3104-8434 E 3105-6483 (FAX) :
O PRESENTE TÍTULO/DOCUMENTO, PROTOCOLADO :
REGISTRADO EM MICROFILME SOB N.1.495.671 :
SÃO PAULO, 06 DE JULHO DE 2004. :

BEL. EDUARDO K. JUNQUEIRA FRANCO - OFICIAL :
LUIS F. JUNQUEIRA FRANCO - ESC. SUBSTITUTO :
ANGELA M. JUNQUEIRA FRANCO - ESC. AUT. :
GERALDO JOSE H. DE LACERDA - ESC. AUT. :
DANIELA RODRIGUES BARBOSA - ESC. AUT. :
ADRIANO MARTINS CERCA - ESC. AUTORIZ. :
CLENIO DE ARAUJO GUILHERME - ESC. AUT. :

EMOLUMENTOS R\$ ***8.077,19 :
INCLUIDOS 27% AO ESTADO - 20% AO IPESP :
5% AO REG. CIVIL - 5% AO TRIB. JUSTIÇA :

ANEXO I

LISTA DE CRÉDITOS BANCÁRIOS

100. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

A presente lista é constituída dos créditos mensais de arrecadação e cobrança
contra os bancos listados abaixo, estimada em aproximadamente
R\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais):

- HSBC Bank Brasil S.A. – Banco Múltiplo

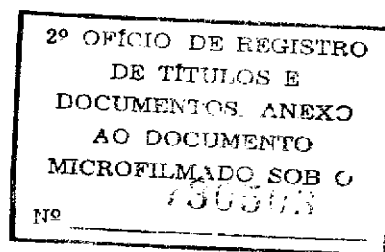
Endereço: Praia de Botafogo, 300 - 9º andar
CEP 22250-905 - Rio de Janeiro - RJ
Gerente Responsável: Sr. Fábio Queiroz Duarte
Telefone: (21) 2559-2312

- Lemon Bank Banco Múltiplo S.A.

Endereço: Av. Brigadeiro Faria Lima, 1485 - Mezanino Torre Norte
CEP 01451-904 - São Paulo - SP
Gerente Responsável: Sr. Mauro Luís Cavaleiro
Telefone: (11) 3039-0449

- Banco Citibank S.A.

Endereço: Av. Paulista, 1111, 10º andar
CEP 01311-200 - São Paulo - SP
Gerente Responsável: Sr. Maurício Tancredi
Telefone: (11) 5576-2495



TO OFÍCIO DE REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
EXAT 11/10/2010

GOM JAM

ANEXO II

MODELO DE NOTIFICAÇÃO A SER ENVIADO AOS AGENTES
ARRECADADORES/COBRADORES

Rio de Janeiro, [-----] de [-----] de 2004

Ao
Banco [-----] ("Banco")

106.OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME Nº. 1.495.671

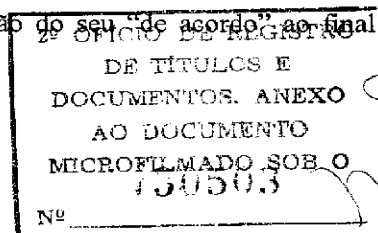
Ref.: INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS firmado pela Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro CERJ ("Companhia"), Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. ("Agente Fiduciário") e o Banco Citibank S.A. ("Depositário"), ("Contrato"); e o INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 2ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO firmado entre a Companhia e o Agente Fiduciário ("Escritura de Emissão")

Prezados Senhores,

Serve a presente para (a) informar que todo o produto do pagamento, por qualquer meio, ao Banco dos direitos creditórios oriundos da comercialização de energia elétrica pela Emissora, no desempenho regular de suas atividades comerciais, em trânsito ou em processo de compensação bancária ("Produto da Arrecadação"), incluindo quaisquer montantes eventualmente depositados oriundos do Produto da Arrecadação em contas da Companhia mantidas perante o Banco, e em decorrência de quaisquer investimentos ou aplicações de recursos oriundos do Produto da Arrecadação, ou produtos de tais investimentos ou aplicações, dos recursos mencionados neste item (a), bem como o penhor sobre tais investimentos, aplicações, quotas de fundos ou produtos bancários foram empenhados em favor dos debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, para garantia das debêntures emitidas nos termos da Escritura de Emissão; (b) reconhecer que o Produto da Arrecadação já está empenhado em favor do Banco Citibank S.A. c, portanto, o penhor constituído em favor dos debenturistas é um penhor de 2º grau; e (c) instruir o Banco a não efetuar qualquer alteração no contrato de arrecadação ou nos serviços prestados de arrecadação que possa prejudicar o penhor constituído em favor dos debenturistas, nos termos do Contrato, anexo à presente notificação.

As instruções ora passadas têm caráter irrevogável e irretratável como meio de cumprimento de obrigações, só cessando mediante comunicação conjunta da signatária e do Agente Fiduciário.

Sendo assim, solicitamos que pela aposição do seu "de acordo" ao final desta



expresssem sua ciência e concordância para acatar as instruções passadas na presente.

Atenciosamente,

CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

19a. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

Nome:
Cargo:

Nome:
Cargo:

De acordo

Banco [-----]

Nome:
Cargo:

Nome:
Cargo:

c.c.: Depositário
Agente Fiduciário

[Handwritten signature]
19a. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

29 OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E
DOCUMENTOS. ANEXO
AO DOCUMENTO
MICROFILMADO SOB O
Nº 644503

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

ANEXO III

MODELO DE NOTIFICAÇÃO A SER ENVIADO AOS AGENTES
ARRECADADORES/COBRADORES

Rio de Janeiro, [-----] de [-----] de 2004

Ao
Banco [-----] ("Banco")

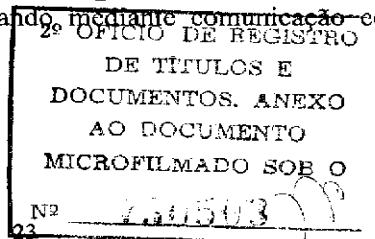
106. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

Ref.: NOTIFICAÇÃO enviada em [•] ("Primeira Notificação"), INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS firmado pela Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ ("Companhia"), Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. ("Agente Fiduciário") e o Banco Citibank S.A. ("Depositário"), ("Contrato"); e o INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 2ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO firmado entre a Companhia e o Agente Fiduciário ("Escritura de Emissão")

Prezados Senhores,

Serve a presente para (a) informar que, conforme instrumento de quitação assinado pelo Banco Citibank S.A. e o Citibank N.A., o penhor em favor do Banco Citibank S.A. e do Citibank N.A. foi extinto, nos termos do artigo 1.436 do Código Civil, tornando-se, penhor em 1º grau, o penhor constituído em favor dos debenturistas (representados pelo Agente Fiduciário), nos termos do Contrato, para garantia das debêntures emitidas de acordo com a Escritura de Emissão; e (b) instruir o Banco a (i) transferir todo o produto da arrecadação da Companhia dos direitos creditórios oriundos da comercialização de energia elétrica pela Companhia, no desempenho regular de suas atividades comerciais, recebido pelo Banco por qualquer meio, em trânsito ou em processo de compensação bancária ("Produto da Arrecadação"), em base diária e via TED "C" da conta genérica de arrecadação do próprio Banco para a conta n.º [-----] de titularidade da mesma, no Depositário, já que tais valores estão empenhados em 1º grau aos debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, para garantia das debêntures emitidas nos termos da Escritura de Emissão, sendo proibida a transferência para qualquer outra conta, inclusive de titularidade da Companhia, de recursos oriundos do Produto da Arrecadação e (ii) não efetuar qualquer alteração no contrato de arrecadação ou nos serviços de arrecadação prestados que possa prejudicar o penhor constituído em favor dos debenturistas, nos termos do Contrato entregue ao Banco junto com a Primeira Notificação.

As instruções ora passadas têm caráter irrevogável e irretratável como meio de cumprimento de obrigações, só cessando mediante comunicação conjunta da signatária e do Agente Fiduciário.



GOV
Jus
C

cerj

Sendo assim, solicitamos que pela aposição do seu "de acordo" ao final desta expressem sua ciência e concordância para acatar as instruções passadas na presente.

Atenciosamente,

10a. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

Nome:
Cargo:

Nome:
Cargo:

De acordo

Banco [-----]

Nome:
Cargo:

Nome:
Cargo:

c.c.: Depositário
Agente Fiduciário

1º OFÍCIO DE REGISTRO
Marcelo Santos Silva
Escritório Substituto

2º OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E
DOCUMENTOS. ANEXO
AO DOCUMENTO
MICROFILMADO SOB O
Nº 730503

24

ANEXO IV

CRONOGRAMA EXEMPLIFICATIVO DE CÁLCULO DE PAGAMENTO DE JUROS E DE
AMORTIZAÇÃO DE ACORDO COM O INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA
2ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE
DO RIO DE JANEIRO

Taxa de Juros: taxa média dos depósitos interfinanceiros de um dia, *over* extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias, calculada e divulgada pela Câmara de Liquidação e Custódia - CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na *Internet* (<http://www.cetip.com.br>) e no jornal "Gazeta Mercantil", edição nacional, ou na falta deste, em outro jornal de grande circulação, acrescida exponencialmente de *spread* de 4% a.a. (quatro por cento ao ano).

Pagamento de Juros: Pagamentos trimestrais de juros, a partir da data de emissão das Debêntures, e pagamentos mensais de juros a partir do 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, contado a partir da data de emissão das debêntures, de acordo com o cronograma abaixo.

Amortização: pagamentos do principal em 24 parcelas mensais e sucessivas a partir do 13º mês (01 de julho de 2005), inclusive, a contar da data de emissão das debêntures, sendo 23 (vinte e três) amortizações no valor de R\$416,66 (quatrocentos e dezesseis reais e sessenta e seis centavos) por debênture e a última amortização no valor de R\$416,82 (quatrocentos e dezesseis reais e oitenta e dois centavos) por debênture.

Número do Mês	Datas	Amortização do Principal	Juros
1	01 de julho de 2004	Não	Não
2	02 de agosto 2004	Não	Não
3	01 de setembro de 2004	Não	Sim
4	01 de outubro de 2004	Não	Não
5	01 de novembro de 2004	Não	Não
6	01 de dezembro de 2004	Não	Sim
7	03 de janeiro de 2005	Não	Não
8	01 de fevereiro de 2005	Não	Não
9	01 de março de 2005	Não	Sim
10	01 de abril de 2005	Não	Não
11	02 de maio de 2005	Não	Não
12	01 de junho de 2005	Não	Sim
13	01 de julho de 2005	Sim	Sim
14	01 de agosto de 2005	Sim	Sim
15	01 de setembro de 2005	Sim	Sim
16	01 de outubro de 2005	Sim	Sim

2ª OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS. ANEXO AO DOCUMENTO MICROFILMADO SOB O Nº 130503

1ª OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS. ANEXO AO DOCUMENTO MICROFILMADO SOB O Nº 130503

17	01 de novembro de 2005	Sim	Sim
18	01 de dezembro de 2005	Sim	Sim
19	02 de janeiro de 2006	Sim	Sim
20	01 de fevereiro de 2006	Sim	Sim
21	01 de março de 2006	Sim	Sim
22	03 de abril de 2006	Sim	Sim
23	02 de maio de 2006	Sim	Sim
24	01 de junho de 2006	Sim	Sim
25	03 de julho de 2006	Sim	Sim
26	01 de agosto de 2006	Sim	Sim
27	01 de setembro de 2006	Sim	Sim
28	02 de outubro de 2006	Sim	Sim
29	01 de novembro de 2006	Sim	Sim
30	01 de dezembro de 2006	Sim	Sim
31	02 de janeiro de 2007	Sim	Sim
32	01 de fevereiro de 2007	Sim	Sim
33	01 de março de 2007	Sim	Sim
34	02 de abril de 2007	Sim	Sim
35	01 de maio de 2007	Sim	Sim
36	01 de junho de 2007	Sim	Sim

10o. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.435.671

1o OFÍCIO DE REGISTRO
Marcelo Santos Silva
Flávia Substituto

26

2º OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E
DOCUMENTOS. ANEXO
AO DOCUMENTO
MICROFILMADO SOB O
No. 430503

ANEXO V

MODELO PARA INSTRUÇÃO PARA TRANSFERÊNCIA DE RECURSOS

Rio de Janeiro, [•] de [•] de [•]

Ao
Banco Citibank
Avenida Paulista, 1.111 - 7º andar – Sala 02
São Paulo, SP

10a. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

Att. Sr. Jaime Moretto/ William Caldeira

Prezados Senhores,

Vimos por meio desta solicitar a transferência do valor abaixo, conforme disposto na Cláusula 8 do INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS firmado pela Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ (“Companhia”), Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. (“Agente Fiduciário”) e o Banco Citibank S.A. (“Depositário”), registrado no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, e no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo (“Contrato”).

Dados para a Transferência

Dados para o Débito e/ou Crédito, conforme o caso:

Conta Corrente:

Banco: 745 - Citibank

Agência: 0001

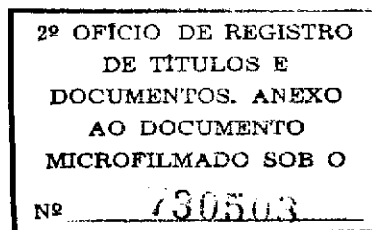
Titular: COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO – CERJ

CNPJ: 33.050.071/0001-58

Dados para o Crédito:

Conta Corrente: 52322246

Banco: 745 - Citibank



1º OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
Município de Niterói
Faculdade Substituta

Handwritten signatures and initials, including "GDRP" and "Jm".

cerj

Agência: 0003

Beneficiário: COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO -
CERJ

CNPJ: 33.050.071/0001-58

VALOR: R\$ XX.XXX,XX

10o. OFICIAL DE REGISTRO DE TITULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

Atenciosamente,

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

1º OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
Arquiteto Sérgio Costa
Representante Substituto

2º OFÍCIO DE REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS. ANEXO AO DOCUMENTO MICROFILMADO SOB O Nº 1365113

ANEXO VI

MODELO DE INSTRUÇÃO PARA INVESTIMENTOS

Rio de Janeiro, [•] de [•] de [•]

100. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

Ao
Banco Citibank
Avenida Paulista, 1.111 - 7º andar - Sala 02
São Paulo, SP

Att. Sr. Jaime Moretto/ William Caldeira

Prezados Senhores,

Vimos por meio desta solicitar a realização de investimento e/ou reinvestimento do valor abaixo, sujeita à confirmação do Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. ("Agente Fiduciário"), conforme disposto na Cláusula 7 do INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS firmado pela Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro - CERJ ("Companhia"), Agente Fiduciário e o Banco Citibank S.A. ("Depositário"), registrado no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, e no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo ("Contrato").

"Exemplo de instruções de Aplicação e Resgate de Títulos a partir da Conta Vinculada.

Compra de Títulos de Renda Fixa

1. TÍTULOS PÚBLICOS

Solicitamos liquidação da seguinte operação:	
Cliente:	<u>Cliente</u>
CONTA ESCROW:	<u>X</u>
Tipo:	<u>Compra</u>
Título:	<u>BBC 10/4/99</u>
Contraparte:	<u>Y</u>
Data da Operação:	<u>18/03/99</u>
Data de Liquidação:	<u>18/03/99</u>
Data da Compra:	<u>16/03/99</u>
Quantidade:	<u>1.000</u>
P.U. negociação:	<u>R\$ 866.67177</u>

2º OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E
DOCUMENTOS. ANEXO
AO DOCUMENTO
MICROFILMADO SOB O
Nº 73050.3

1º OFÍCIO DE REGISTRO
Marcelo Santos Silva
Escritório Substituto

[Handwritten signatures and initials]

P.U da compra: R\$ 850.000.00
Financeiro: R\$ 866.671.77

Assinatura autorizada

10a. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
 E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
 MICROFILME No. 1.495.671

2. TÍTULOS PRIVADOS

Solicitamos liquidação da seguinte operação:

Cliente: Cliente
CONTA ESCROW: X
Tipo: Compra
Título: CDB Fininvest BM
Contraparte: W
Data da Operação: 18/03/99
Data de Emissão: 18/02/99
Data de Liquidação: 18/03/99
Data da Compra: 16/03/99
Quantidade: 100
P.U. emissão: R\$ 0.985000
P.U. da compra: R\$ 0.800000
Financeiro: R\$ 98.50

Assinatura autorizada

Venda de Títulos de Renda Fixa

1. TÍTULOS PÚBLICOS

Solicitamos liquidação da seguinte operação:

Cliente: Cliente
CONTA ESCROW: X
Tipo: Venda
Título: BBC 10/4/99
Contraparte: Y
Data da Operação: 18/03/99
Data de Liquidação: 18/03/99
Quantidade: 1.000
P.U de negociação: R\$ 866.671.77
Financeiro: R\$ 866.671.77

Assinatura autorizada

2º OFÍCIO DE REGISTRO
 DE TÍTULOS E
 DOCUMENTOS. ANEXO
 AO DOCUMENTO
 MICROFILMADO SOB O
 Nº 1.505.073

10a. OFICIAL DE REGISTRO
 E DOCUMENTOS
 ESCRITURA Substituído

2. TÍTULOS PRIVADOS

Solicitamos liquidação da seguinte operação:

Cliente: Cliente
CONTA ESCROW: X
Tipo: Venda
Título: CDB Fininvest BM
Contraparte: Z
Data da Operação: 18/03/99
Data de Emissão: 18/02/99
Data de Liquidação: 18/03/99
Quantidade: 100
P.U. emissão: R\$ 0.985000
Financeiro: R\$ 98.50

Assinatura autorizada"

1º OFÍCIO DE REGISTRO
Marcelo Santos Silva
Escritório Substituto

2º OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E
DOCUMENTOS. ANEXO
AO DOCUMENTO
MICROFILMADO SOB O
Nº 730543

ANEXO VII

MODELO DE NOTIFICAÇÃO A SER ENVIADO A NOVOS AGENTES
ARRECADADORES/COBRADORES

Rio de Janeiro, [----] de [----] de 2004

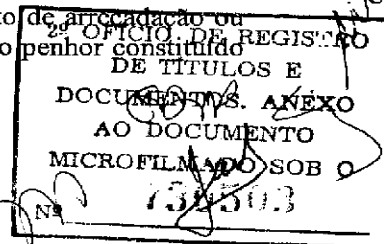
Ao
Banco [----] ("Banco")

1º OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

Ref.: INSTRUMENTO PARTICULAR DE CONTRATO DE PENHOR E OUTRAS AVENÇAS firmado pela Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ ("Companhia"), Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda. ("Agente Fiduciário") e o Banco Citibank S.A. ("Depositário"), registrado no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de Niterói, Estado do Rio de Janeiro, no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, e no [•] Cartório de Títulos e Documentos da Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, e respectivos aditamentos ("Contrato"); e o INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 2ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES DA CERJ – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO firmado entre a Companhia e o Agente Fiduciário ("Escritura de Emissão")

Prezados Senhores,

Serve a presente para (a) informar que todo o produto do pagamento, por qualquer meio, ao Banco dos direitos creditórios oriundos da comercialização de energia elétrica pela Companhia, no desempenho regular de suas atividades comerciais, em trânsito ou em processo de compensação bancária ("Produto da Arrecadação"), incluindo quaisquer montantes oriundos do Produto da Arrecadação eventualmente depositados em contas da Companhia mantidas perante o Banco, e em decorrência de quaisquer investimentos ou aplicações de recursos oriundos do Produto da Arrecadação, ou produtos de tais investimentos ou aplicações, dos recursos mencionados neste item (a), bem como o penhor sobre tais investimentos, aplicações, quotas de fundos ou produtos bancários foram empenhados em favor dos debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, para garantia das debêntures emitidas nos termos da Escritura de Emissão; e (b) instruir o Banco a (i) transferir todo o Produto da Arrecadação da Companhia em base diária e via TED "C" da conta genérica de arrecadação do próprio Banco para a conta n.º [----] de titularidade da mesma, no Depositário, já que tais valores estão empenhados em favor dos debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, sendo proibida a transferência para qualquer outra conta, inclusive de titularidade da Companhia, de recursos oriundos do Produto da Arrecadação e (ii) não efetuar qualquer alteração no contrato de arrecadação ou nos serviços prestados de arrecadação que possa prejudicar o penhor constituído em favor dos debenturistas, nos termos do Contrato.



As instruções ora passadas têm caráter irrevogável e irretratável como meio de cumprimento de obrigações, só cessando mediante comunicação conjunta da signatária e do Agente Fiduciário.

Sendo assim, solicitamos que pela aposição do seu "de acordo" ao final desta expressem sua ciência e concordância para acatar as instruções passadas na presente.

Atenciosamente,

10o. OFICIAL DE REGISTRO DE TÍTULOS
E DOCUMENTOS ARQUIVADO EM
MICROFILME No. 1.495.671

CERJ -- COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO

Nome: _____
Cargo: _____

Nome: _____
Cargo: _____

De acordo

Banco [-----]

Nome: _____
Cargo: _____

Nome: _____
Cargo: _____

c.c.: Depositário
Agente Fiduciário

1º OFÍCIO DE REGISTRO DE TÍTULOS E DOCUMENTOS
Marcelle Santos Silva
Escrevente Substituto

00-2004/ 107.622-2 09 Jul 2004 16:38:56
JUCERJA Guia: 300/0521605-5
3330005494-4 Alde:506
CERJ COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE
JANEIRO
PREVISTO: JUNTA - 92.66 DNRE - 0.00
ULT.ARG.: 00001436664 21/06/2004 307 PRONT.: R120V

2º OFÍCIO DE REGISTRO
DE TÍTULOS E
DOCUMENTOS, ANEXO
AO DOCUMENTO
MICROFILMADO SOB O
Nº 130503

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



Emissora

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO RIO DE JANEIRO - CERJ

Praça Leoni Ramos, nº 1 - Niterói - RJ

Coordenadores

BANCO BRADESCO S.A.

Avenida Paulista, 1.450 - 3º andar - São Paulo - SP - (Coordenador Líder)

BANCO CITIBANK S.A.

Avenida Paulista, 1.111 - 2º andar - parte - São Paulo - SP

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.400 - 4º andar - São Paulo - SP

BANCO SANTANDER BRASIL S.A.

Rua Amador Bueno, 474 - Bloco C - 3º andar - São Paulo - SP

BANCO ABN AMRO REAL S.A.

Avenida Paulista, 1.374 - São Paulo - SP

UNIBANCO - UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS

Avenida Eusébio Matoso, 891 - São Paulo - SP

Agente Fiduciário

OLIVEIRA TRUST DTVM LTDA.

Avenida das Américas, 500, Bloco 13, sala 205 - Rio de Janeiro - RJ

Banco Mandatário

BANCO CITIBANK S.A.

Avenida Paulista, 1.111 - 2º andar - parte - São Paulo - SP

Instituição Esrituradora das Debêntures

BANCO BRADESCO S.A.

Cidade de Deus, s/nº - Prédio Amarelo - 2º andar - Osasco - SP

Consultor Jurídico da Emissora e dos Coordenadores

MACHADO, MEYER, SENDACZ E OPICE ADVOGADOS

Rua da Consolação, 247 - 4º andar - São Paulo - SP

Auditor Independente

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU

Avenida Presidente Wilson, 231 - 8º e 22º andares - Rio de Janeiro - RJ

Este Prospecto está disponível no Website
www.mercadosdecapitais.com.br



(11) 3259-3000