

PROSPECTO DEFINITIVO DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA DA 3ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES,
QUIROGRAFÁRIAS, EM SÉRIE ÚNICA DA



COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN

Rua Mermoz, 150 – CEP 59025-250 Natal – RN

CNPJ/MF nº 08.324.196/0001-81

Companhia Aberta

R\$ 179.000.000,00

ISIN: BRCSRNDBS036

Standard & Poor's: brA

Distribuição pública de 17.900 (dezesete mil e novecentas) debêntures simples, quirografárias, em série única, todas nominativas e escriturais, da terceira emissão, para distribuição pública da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN (a “3ª Emissão” e a “COSERN”, “Companhia” ou “Emissora”), com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) (as “Debêntures”), perfazendo o montante de R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais) na data de emissão, qual seja, 1º de setembro de 2005 (a “Oferta” e a “Data de Emissão”, respectivamente).

A 3ª Emissão foi aprovada conforme deliberação da Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 8 de agosto de 2005, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte (“JUCERN”) em 29 de agosto de 2005, sob o nº 24122304, e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal Valor Econômico, em 31 de agosto de 2005. Adicionalmente, a ata da Reunião do Conselho de Administração que aprovou a Remuneração aplicável às Debêntures foi arquivada na JUCERN em 15 de setembro de 2005, sob o nº 24123015, e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal Valor Econômico, em 20 de setembro de 2005.

A 3ª Emissão foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 29 de agosto de 2005, por meio do despacho nº 1.089, publicado no Diário Oficial da União em 31 de agosto de 2005.

As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de colocação de garantia firme, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para distribuição: (i) no mercado primário por meio do Sistema de Distribuição de Títulos (“SDT”), administrado pela ANDIMA - Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro (“ANDIMA”) e operacionalizado pela CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação (“CETIP”); e (ii) no mercado secundário (a) no Sistema Nacional de Debêntures (“SND”), administrado pela ANDIMA, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP, segundo as respectivas normas e procedimentos; e (b) no Sistema BovespaFix (“BovespaFix”), administrado pela Bolsa de Valores de São Paulo – Bovespa (“Bovespa”), sendo a negociação e a liquidação realizadas na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (“CBLC”). A Oferta foi registrada na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) em 21 de setembro de 2005, sob nº CVM/SRE/DEB/2005/043.

Este Prospecto Definitivo representa a Oferta de Debêntures emitidas pela Emissora, nos termos da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 (“Instrução CVM nº 400/03”).

Recomenda-se a leitura cuidadosa deste Prospecto Definitivo antes de qualquer decisão sobre os investimentos nas Debêntures. Os potenciais investidores devem ler a seção “Fatores de Risco”, nas páginas 50 a 64. Maiores informações sobre a Emissora e a Distribuição poderão ser obtidas junto às Instituições Intermediárias e à CVM nos endereços indicados nas páginas 20 a 22.

O registro da presente Oferta não implica, por parte da Comissão de Valores Mobiliários, garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da Companhia, bem como sobre as Debêntures a serem ofertadas no âmbito dessa Oferta.



“O presente Prospecto Definitivo foi elaborado 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 497.585, atendendo aos padrões mínimos de informação contidos no mesmo, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da Companhia, das instituições participantes e dos títulos e valores mobiliários a serem emitidos pela Companhia.”

Instituições Intermediárias



O BB – Banco de Investimento S.A. é a Instituição Intermediária Líder da presente Oferta.

A data deste Prospecto é 21 de setembro de 2005

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO
•	Definições..... 05
•	Resumo das Características da Oferta 11
•	Sumário da Emissora e das Instituições Intermediárias..... 15
2.	IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS, CONSULTOR LEGAL, AUDITOR INDEPENDENTE E AGENTE FIDUCIÁRIO
•	Informações Cadastrais da Emissora 21
•	Identificação dos Administradores, Instituições Intermediárias, Consultor Legal, Auditor Independente e Agente Fiduciário 22
3.	INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA
•	Informações Relativas à Oferta 29
•	Contrato de Distribuição de Debêntures 43
•	Ressalvas com Relação a Declarações e Estimativas Acerca do Futuro..... 49
•	Fatores de Risco 50
	Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos..... 50
	Riscos Relacionados ao Setor de Energia Elétrica 53
	Riscos Relacionados às Atividades da Emissora..... 59
	Riscos Relacionados à Oferta 61
•	Destinação de Recursos 64
•	Capitalização..... 65

4. SITUAÇÃO FINANCEIRA E INFORMAÇÕES SOBRE A EMISSORA

• Informações Financeiras Seleccionadas	69
• Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais da Emissora	74
• Visão Geral do Setor de Energia Elétrica	92
• Panorama do Estado do Rio Grande do Norte	113
• Histórico da Emissora	114
• Estrutura Organizacional e Principais Acionistas	117
• Atividades da Emissora	122
• Propriedades, Plantas e Equipamentos	162
• Recursos Humanos	163
• Descrição do Capital Social e Dividendos	166
• Administração	174
• Informações Sobre Títulos e Valores Mobiliários Emitidos pela Companhia	178
• Contingências Judiciais e Administrativas	181
• Operações com Partes Relacionadas	183

5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

• DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2004, com respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração	DF-1
• DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2003, com respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração	DF-84
• DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2002, com respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração	DF-175
• ITR – Informações Trimestrais da Emissora relativas ao período encerrado em 30 de junho de 2005	DF-260
• ITR – Informações Trimestrais da Emissora relativas ao período encerrado em 30 de junho de 2004	DF-310

6. ANEXOS

• Ata da Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 08 de agosto de 2005	A-1
• Ata da Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de setembro de 2005	A-10
• Estatuto Social da Emissora	A-12
• Instrumento Particular de Escritura da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, em Série Única, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	A-20
• Súmula da Classificação de Risco	A-45
• Declaração da Emissora nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03	A-48
• Declaração da Instituição Intermediária Líder nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03	A-49

1. INTRODUÇÃO

- **Definições**
- **Resumo das Características da Oferta**
- **Sumário da Emissora e das Instituições Intermediárias**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DEFINIÇÕES

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Acionista Controladora ou Neoenergia	Neoenergia S.A. (nova denominação da Guaraniana S.A.)
ACL	Ambiente de Contratação Livre
Acordo Geral do Setor Elétrico	Acordo instituído em razão do racionamento de energia elétrica pela Medida Provisória n.º 14, convertida na Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002.
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
Agente Fiduciário	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Amara	Amara Brasil Ltda
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento
ANDIMA	Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
Auditores Independentes	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
Autoprodutor	Agente titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo
BACEN	Banco Central do Brasil
Banco Bradesco	Banco Bradesco S.A.
BB–BI	BB-Banco de Investimento S.A.
BES Investimento	BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES
CAERN	Companhia de Água e Esgotos do Rio Grande do Norte
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVEE	Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CERJ ou AMPLA	CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – atualmente AMPLA – Energia e Serviços S.A.
CETIP	Câmara de Custódia e Liquidação
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
Constituição Federal	Constituição da República Federativa do Brasil
Consumidores Livres	Consumidores que optaram por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia do sistema interligado ou com comercializador de energia elétrica
Consumidores Parcialmente Livres	Consumidores Livres que optaram por contratar apenas parte de seu consumo com produtor independente de energia do sistema interligado ou com comercializador de energia elétrica
Consumidores Potencialmente Livres	Consumidores que, a despeito de cumprirem as condições previstas de se tornarem Consumidores Livres, não exerceram a opção de se tornarem Consumidores Livres e são atendidos de forma regulada, ou seja, sujeitos à regulamentação aplicável
Contrato de Concessão	Contrato de Concessão para Distribuição de Energia Elétrica n.º 08/1997, celebrado em 31 de dezembro de 1997, entre a Emissora e a União Federal
Contratos Iniciais	Contratos de compra e venda de energia elétrica, referentes a montantes definidos em Resoluções da ANEEL, firmados com base na Lei n.º 9.648/98 entre uma concessionária de geração e uma concessionária de distribuição de energia elétrica
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN
CSLL	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A da tarifa de energia elétrica
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CMN	Conselho Monetário Nacional

Debêntures	17.900 Debêntures simples, quirografárias, todas nominativas e escriturais, em série única, perfazendo o total de R\$ 179.000.000,00
Debenturistas	Os titulares das Debêntures
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EAEE	Encargo de Aquisição de Energia Emergencial
EAESP/FGV	Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas
ECE	Encargo de Capacidade Emergencial
Eletrobrás	ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Energia Assegurada	Quantidade de energia elétrica de uma usina, estabelecida pelo Poder Concedente no respectivo Contrato de Concessão, que deverá ser disponibilizada para venda
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Escritura de Emissão	Instrumento Particular de Escritura da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, Em Série Única, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, celebrada entre a Emissora e o Agente Fiduciário em 12 de setembro de 2005, devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte em 15 de setembro de 2005.
Estatuto	Estatuto Social da Emissora
Fator X	Número índice definido pelo Poder Concedente, de acordo com o Contrato de Concessão e Resolução ANEEL n.º 55, de 5 de abril de 2004, a ser subtraído ou somado ao índice obtido da variação da parcela reajustada pelo IGPM
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.
FINAME	Linha de crédito do BNDES para aquisição de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional, através de instituições financeiras credenciadas
Fundo UBP	Fundo de Uso de Bem Público
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia
GCS Energia	Guaraniana Comércio e Serviços S.A. (atual NC Energia S.A.)
Guaraniana	Guaraniana S.A. (atual Neoenergia S.A.)
Grupo Neoenergia	Grupo empresarial do qual a Companhia é parte, composto por sociedades constituídas sob as leis do Brasil, que atuam no setor elétrico, cuja sociedade controladora é a Neoenergia

IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
Ibenbrasil	Iberdrola Engenharia do Brasil Ltda.
Iberdrola	Iberdrola Participações S.A.
Iberener	Iberdrola Energia S.A.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado, conforme divulgado pela Fundação Getúlio Vargas
INPI	Instituto Nacional de Propriedade Industrial
Instituição Intermediária Líder	BB-Banco de Investimento S.A.
Instituições Intermediárias	BB-Banco de Investimento S.A., Banco Bradesco S.A. e BES Investimento do Brasil S.A.- Banco de Investimento
Instrução CVM n.º 400/03	Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003
Instrução CVM n.º 409/04	Instrução CVM n.º 409, de 18 de agosto de 2004
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IRT	Índice de Revisão Tarifária
Itapebi	Itapebi Geração de Energia S.A.
Lei das Sociedades por Ações ou Lei n.º 6.404/76	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores
Lei de Concessões	Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e alterações posteriores
Lei de Licitações	Lei n.º 8.666, de 21 de junho de 1993, e alterações posteriores
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004
Lei do Setor Elétrico	Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995
Lei de Reestruturação do Setor Elétrico	Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, e alterações posteriores
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério das Minas e Energia

MRE	Mecanismo de Realocação de Energia, tratando-se de mecanismo financeiro que tem o objetivo de otimizar os custos de operação no sistema energético nacional
MVA	Mega Volt Ampère
NC Energia	NC Energia S.A. (nova denominação da GCS Energia S.A.)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
Parcela A	Parcela da tarifa da concessionária de serviços de distribuição de energia elétrica representativa dos custos não gerenciáveis pela Companhia
PASEP	Programa de Formação ao Patrimônio do Servidor Público
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
Poder Concedente	União Federal
PPA	<i>Power Purchase Agreement (CCVEE)</i>
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
Previ	Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI
Procedimento de Bookbuilding	Procedimento conduzido para verificação, junto aos investidores, da demanda pelas Debêntures em diferentes níveis de taxa de juros no qual foram definidos, de acordo com as condições de mercado à época da colocação, o número de séries e a remuneração aplicável às Debêntures, observado o limite do Valor Total da Emissão,. Ao final deste procedimento, o Conselho de Administração da Emissora ratificou a remuneração das Debêntures, o número de séries e a quantidade de Debêntures, conforme o artigo 59, § 1º da Lei nº 6.404/76.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Prospectos	Prospecto Preliminar da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, em Série Única, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte, datado de 15 de agosto de 2005, considerado em conjunto com o Prospecto Definitivo da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, em Série Única, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte, datado de 21 de setembro de 2005
Rede Básica	Instalações pertencentes ao Sistema Elétrico Interligado, responsável pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do País, exceto aos sistemas isolados

RGR ou Fundo RGR	Reserva Global de Reversão
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba – SAELPA
SDT	Sistema de Distribuição de Títulos
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
SND	Sistema Nacional de Debêntures, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP
Termoaçu	Termoaçu S.A.
Taxa DI	Taxa média diária dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, extra-grupo
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA	Tempo Médio de Atendimento
UHE Itapebi	Usina Hidrelétrica de Itapebi.

RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DA OFERTA

Emissora:	Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN.
Valor Mobiliário:	Debêntures simples.
Data de Emissão das Debêntures:	1º de setembro de 2005.
Agente Fiduciário:	Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.
Banco Mandatário e Depositário:	Banco Bradesco S.A.
Instituição Intermediária Líder	BB Banco de Investimento S.A.
Instituições Intermediárias	BB – Banco de Investimento S.A., Banco Bradesco S.A. e BES Investimento do Brasil S.A.- Banco de Investimento
Valor Total da Emissão:	R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais).
Número de Séries:	As Debêntures serão emitidas em série única.
Quantidade de Debêntures:	Serão emitidas no total 17.900 (dezessete mil e novecentas) debêntures.
Valor Nominal Unitário:	As Debêntures terão valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), na Data de Emissão (“Valor Nominal Unitário”).
Espécie:	As Debêntures serão da espécie quirografária.
Forma e Conversibilidade:	As Debêntures serão emitidas na forma nominativa escritural, simples, não conversíveis em ações de emissão da Emissora.
Prazo e Data de Vencimento:	As Debêntures vencerão em 1º de setembro de 2010 (“Data de Vencimento das Debêntures”).

Preço de Subscrição e Forma de Integralização:	O preço de subscrição das Debêntures será o Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculada <i>pro rata temporis</i> desde a Data de Emissão até a data da efetiva subscrição e integralização. As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.
Distribuição e Negociação:	As Debêntures serão registradas (a) para distribuição no mercado primário no SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e (b) para negociação no mercado secundário (i) no SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e (ii) no BOVESPAFIX, da BOVESPA, sendo os títulos custodiados na CBLIC.
Remuneração:	As Debêntures farão jus à remuneração com base na variação da Taxa DI, extragrupo, capitalizada de um <i>spread</i> de 1,30% (um inteiro e trinta centésimos por cento) (“ <i>Spread</i> das Debêntures”) definido em Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , base 252 dias úteis, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização.
Repactuação:	Não haverá repactuação das Debêntures.
Amortização:	O Valor Nominal Unitário das Debêntures será amortizado em cinco parcelas semestrais, sucessivas e iguais a vencerem, respectivamente, a partir do final do 36º (trigésimo sexto) mês, contado da Data de Emissão, em: (i) 1º de setembro de 2008; (ii) 1º de março de 2009; (iii) 1º de setembro de 2009; (iv) 1º de março de 2010; e (v) 1º de setembro de 2010.
Resgate Antecipado:	A Emissora reserva-se o direito de promover o resgate antecipado parcial ou total das Debêntures em circulação, a partir do 30º (trigésimo) mês contado da Data de Emissão, inclusive, mediante o pagamento de seu Valor Nominal Unitário, na Data da Emissão, acrescido da Remuneração devida até a data do pagamento das Debêntures resgatadas e de prêmio equivalente a 0,80% (oitenta centésimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado. As Debêntures objeto de resgate antecipado pela Emissora serão canceladas.

Aquisição Facultativa:	<p>A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir as Debêntures em circulação por preço igual ou inferior ao seu Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração <i>pro rata</i> devida até a data de aquisição e ainda não paga aos Debenturistas, observado o disposto no § 2º do artigo 55 da Lei nº 6.404/76. As Debêntures objeto de aquisição facultativa pela Emissora poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora ou ser recolocadas para negociação no mercado.</p> <p>As Debêntures recolocadas no mercado farão jus à mesma Remuneração das demais Debêntures em circulação.</p>
Quorum de Instalação e Deliberação em Assembléias Gerais de Debenturistas:	<p>A Assembléia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas titulares das Debêntures da presente Emissão, que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação, e, em segunda convocação, com qualquer quorum.</p> <p>Todas as deliberações da Assembléia Geral de Debenturistas serão tomadas por Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, exceto nos casos de modificação (i) da data de vencimento das Debêntures, (ii) das condições da Amortização, (iii) que diminua a Remuneração; ou (iv) que altere qualquer um dos <i>quori</i> de deliberação da Assembléia Geral de Debenturistas previstos na Escritura de Emissão, as quais deverão ser deliberadas por Debenturistas que representem a totalidade das Debêntures em circulação.</p>
Local de Pagamento:	<p>Os pagamentos referentes às Debêntures serão efetuados utilizando-se os procedimentos adotados pela CETIP e/ou pela CBLIC, ou por meio do Banco Mandatário e Depositário, para os titulares das Debêntures que não estejam custodiadas na CETIP ou na CBLIC.</p>

Público Alvo:	O público alvo da Emissão é composto por (i) quaisquer investidores, pessoas físicas ou jurídicas, não qualificados, clientes dos Coordenadores, desde que atestem ter tido amplo conhecimento dos termos, condições e riscos inerentes à Emissão e acesso aos Prospectos Preliminar e Definitivo, assim como (ii) pelos investidores institucionais ou qualificados, (conforme definição do artigo 109 da Instrução CVM nº 409, de 18 de agosto de 2004.
Inadequação do Investimento:	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.
Informações Adicionais:	Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Emissora e a Oferta poderão ser obtidas com a Emissora, com a Instituição Intermediária Líder ou com a CVM.

SUMÁRIO DA EMISSORA E DAS INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS

A Emissora

A COSERN foi constituída pela Lei nº 2.721, de 14 de dezembro de 1961, regulamentada pelo Decreto Estadual nº 3.878, de 8 de janeiro de 1962, sob a denominação de Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte – COSERN. Em 22 de dezembro de 1987, a Emissora passou a adotar a denominação Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN.

Em 04 de janeiro de 1999, a COSERN tornou-se companhia aberta, inscrita na CVM sob o n.º 01813-9.

A Companhia permaneceu vinculada ao governo do Estado do Rio Grande do Norte até 12 de dezembro de 1997, quando foi privatizada, através de leilão público realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, no qual o consórcio formado pela COELBA, Guaraniana e UPTICK Participações adquiriu 77,92% do capital total da Emissora pelo valor de R\$676,4 milhões.

Em 31 de dezembro de 1997, a COSERN celebrou com a União Federal, o Contrato de Concessão, por meio do qual a Emissora adquiriu o direito à exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte, em seus 167 municípios, pelo prazo de 30 anos. Sua concessão abrange uma área de 53.307 km², perfazendo uma população de 2.953.768 habitantes.

Em 29 de dezembro de 2000, foi aprovada em Assembléia Geral Extraordinária da Companhia uma reestruturação societária envolvendo Guaraniana, COELBA, Uptick Participações, COSERN e Ibidem, a qual foi autorizada pela ANEEL através da Resolução nº 474, de 30 de novembro de 2000. Essa reestruturação societária teve por objeto a incorporação do ágio originado na aquisição da Emissora, quando de sua privatização.

O racionamento de energia marcou o ano de 2001 em todo o Brasil (ver seção “Visão Geral do Setor de Energia Elétrica”), tendo a Companhia sofrido os efeitos de tal racionamento. Sua arrecadação, por exemplo, reduziu 10,2% em relação à de 2000.

A energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte é 100% distribuída pela COSERN. As tarifas cobradas pela Emissora de seus clientes são fixadas pela ANEEL, passíveis de reajuste e revisão. Os reajustes: (i) ordinários são procedidos anualmente, e (ii) os extraordinários a qualquer tempo, sempre que o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão for ameaçado. As revisões tarifárias ocorrem a cada cinco anos e objetivam, nos termos do Contrato de Concessão, a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 30 de junho de 2005, a COSERN atendia a 854.270 consumidores, com um consumo faturado acumulado de 1.567.796 MWh. É a 4ª concessionária de serviços de distribuição de energia elétrica do Nordeste, com cerca de 5,5% de participação nesse mercado, segundo Informe de Mercado Eletrobrás datado de dezembro de 2004.

Em relação às linhas de sub-transmissão cujas tensões são de 69 kV e 13,8 kV, com extensão de 1.809,067 km, a Emissora apresentou uma potência instalada de 881.150 kVA, distribuídas nas 52 subestações para suprir o Estado do Rio Grande do Norte, em 30 de junho de 2005.

Em 30 de junho de 2005, a rede de distribuição da Companhia era composta por 415.747 postes, com aproximadamente 31.615 km de linhas e 21.165 transformadores de distribuição, com uma capacidade instalada total de 772.760 kVA.

Em 30 de junho de 2005, a compra de energia elétrica, incluindo os encargos de conexão e uso do sistema de transmissão, representou 57,29% dos custos e despesas operacionais da Companhia. Atualmente, os CCEAR, firmados no leilão em dezembro de 2004, representam 61,66% do total de energia elétrica comprada para o ano de 2005 e o suprimento com a CHESF representa 38,20% do total de energia elétrica.

No ano de 2004, a Companhia vendeu 3.061 GWh de energia, o que significou um aumento de 3,24% em relação ao ano anterior. A energia distribuída pela Emissora em 2004 aumentou em 15,08% com relação ao montante do ano 2000, período imediatamente anterior ao racionamento.

O principal centro urbano servido pela COSERN é Natal, que, em junho de 2005, totalizou 28,97% da energia distribuída, fato explicado pela presença de grandes indústrias, grandes centros comerciais e de 27,2% do número de consumidores da Companhia.

No segundo trimestre do ano de 2005, o consumo de energia distribuída foi de 860 GWh, tendo um aumento de 9,29% em relação ao primeiro trimestre de 2004.

As Instituições Intermediárias

BB Banco de Investimento S.A.

O BB Banco de Investimento S.A., criado em outubro de 1988 como subsidiária integral do Banco do Brasil S.A., atua na prestação de consultoria financeira, estruturação e distribuição de operações de underwriting, aquisição de participações em sociedades anônimas e prestação de serviços em custódia qualificada.

Em 2003, o BB Investimentos foi líder na originação e distribuição de operações de renda fixa no mercado de capitais doméstico. Nesse período, participou de 10 das 32 operações, um *market share* de 19,5% com um volume de negócios de R\$ 1,4 bilhão.

Ao final de 2004, o BB Investimentos permaneceu entre as maiores instituições financeiras na originação e distribuição de operações de renda fixa no mercado de capitais doméstico, participando de 13 das 41 operações, com um volume de negócios superior a R\$ 1,0 bilhão.

No primeiro semestre de 2005, o BB Investimentos liderou a terceira emissão de debêntures da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, no valor de R\$400 milhões, a sexta emissão de debêntures da Telemar Participações S.A., no valor de R\$150 milhões e a terceira emissão de debêntures de TUPY S.A., no valor de R\$251,9 milhões. Foi coordenador da décima emissão de debêntures de Itauleasing, no valor de R\$1,35 bilhão, da segunda emissão de Telesp Celular Participações S.A., no valor de R\$ 1,0 bilhão e da quinta emissão de debêntures da Companhia de Eletricidade do estado da Bahia – COELBA, no valor de R\$540 milhões.

Em operações de renda variável, o BB Investimentos mantém sua posição de principal *player* em ofertas públicas no segmento de varejo, apoiado em seus mais de 12 mil pontos de atendimento espalhados por todo o país e pelo portal bb.com.br.

No acumulado dos últimos quatro anos os negócios em underwriting já ultrapassam a marca de R\$23 bilhões.

O BB conta ainda com ampla experiência em assessoria e estruturação de grandes operações de fusões e aquisições envolvendo empresas dos setores de energia elétrica, portuário, transportes, saneamento, dentre outros. Em projetos de privatização, foi vencedor de 13 dos 16 consórcios de que participou.

Em seus 195 anos de história, o Banco do Brasil tem se diferenciado pela capacidade de atender segmentos do mercado financeiro, com produtos, serviços e soluções em negócios, sem descuidar do papel social de fomentador de programas, projetos e iniciativas que reafirmam os mais autênticos valores da sociedade brasileira.

Banco Bradesco S.A.

Fundado em 1943, o Banco Bradesco S.A. é atualmente o maior banco múltiplo privado do país e está presente em praticamente todos os municípios do Brasil. A atuação do Bradesco é sustentada por uma rede atendimento com 12.800 pontos convencionais, entre eles, 2.959 agências e 5.389 unidades do Banco Postal. Encerrou o 1º trimestre de 2005 com R\$ 16,5 bilhões de Patrimônio Líquido e R\$ 191,3 bilhões em Ativos Totais.

Atua no Mercado de Capitais Brasileiro desde 1966, destacando-se como uma das mais importantes instituições intermediárias na coordenação, estruturação e distribuição de operações de “underwriting”, fusões e aquisições, “project finance” e demais operações estruturadas.

Em 2004, o Bradesco coordenou importantes operações de ações, debêntures e notas promissórias que totalizaram R\$ 450,6 milhões, encerrando o período com uma participação de mercado de 21,2%, de acordo com o Ranking de Originação da ANBID – Associação Nacional dos Bancos de Investimento.

A presença do Bradesco também se fez notar em operações de fusões e aquisições e de “project finance”, nas quais atua como assessor financeiro de empresas que possuam projetos de investimentos relacionados à expansão das atividades ou relacionados ao desenvolvimento de novos mercados.

No segmento de Operações Estruturadas, o Bradesco desenvolve estruturas para segregação de riscos por meio da aquisição ou securitização de créditos, Fundos de Direitos Creditórios (FIDCs) e Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRIs), bem como operações “taylor made” visando a menor utilização de capital de giro, aumento da liquidez, otimização dos custos financeiro e tributário, adequação a limites técnicos legais/“covenants” financeiros, desmobilização e financiamentos das empresas clientes.

BES Investimento do Brasil S.A.- Banco de Investimento

O BES Investimento é uma subsidiária do BES Investimento de Portugal, divisão de banco de investimento do Grupo Banco Espírito Santo (GBES), um grupo bancário português que atua no mercado ibérico desde 1885. O Grupo Financeiro Espírito Santo desenvolve atividades financeiras no Brasil, direta ou indiretamente, desde 1976. O BES Investimento do Brasil S.A foi criado em 2000, controlado pelo BES Investimento - Portugal (80%) e pelo Banco Bradesco S.A (20%). No Brasil, o GBES possui participação acionária na Bradespar (15,8%), no grupo Monteiro Aranha (14,0%), no Grupo Accor (10,0%) e no Bradesco (3,1%), além de diversos investimentos nos setores imobiliários e agropecuários.

Atuando em operações de privatizações, fusões e aquisições, *project finance*, mercado de capitais e gestão de riscos, o BES Investimento tem adquirido crescente importância nos mercados nacional e internacional, especialmente por seu desempenho em relação aos setores de telecomunicações, financeiro, transportes, energia, alimentos e infra-estrutura.

Através de sua subsidiária BES Securities do Brasil, complementa as atividades do BES Investimento, prestando serviços na Bolsa de Valores de São Paulo e Bolsa de Mercadorias & Futuros.

Com o objetivo de complementar o conjunto de produtos e serviços tradicionalmente oferecidos pelos bancos de investimento, foi criada em 2004 a BESAF - BES Ativos Financeiros Ltda., administradora de ativos. A BESAF passa a atuar no maior mercado da indústria de fundos de investimentos da América Latina com a possibilidade de transmitir a já bem sucedida experiência no mercado financeiro europeu, onde o Grupo Espírito Santo administra mais de 14 bilhões de Euros.

2. IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS, CONSULTOR LEGAL, AUDITOR INDEPENDENTE E AGENTE FIDUCIÁRIO

- **Informações Cadastrais da Emissora**
- **Identificação dos Administradores, Instituições Intermediárias, Consultor Legal, Auditor Independente e Agente Fiduciário**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA EMISSORA

Identificação..... Companhia Energética do Rio Grande do Norte –
COSERN, sociedade por ações inscrita no CNPJ/MF
sob o n.º 08.324.196/0001-81

Sede..... Rua Mermoz, n.º 150
59025-250 – Natal – RN

**Data de registro da Emissora na CVM como
companhia aberta.....** 04 de janeiro de 1999

**Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
(responsável por eventuais esclarecimentos sobre a
Emissão).....** Sr. Erik da Costa Breyer
Rua Mermoz, n.º 150
59025-250 – Natal – RN
Tel.: (21) 3235-9817
Fax: (21) 3235-9883

Auditores Independentes..... Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Acionista Controlador..... Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia –
COELBA

**Títulos e Valores Mobiliários Emitidos nos
Mercados Doméstico e Internacional.....** Ações e debêntures simples

Jornais nos quais Divulga Informações..... As informações referentes à Emissora são divulgadas
no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e
no jornal Valor Econômico.

**Website e e-mail para informações aos
investidores e ao mercado.....** www.cosern.com.br

**IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS, CONSULTORES
LEGAIS, AUDITOR INDEPENDENTE E AGENTE FIDUCIÁRIO**

Administradores da Emissora

Quaisquer outras informações sobre a Emissora e a Oferta poderão ser obtidas no Prospecto e com o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Emissora, no seguinte endereço:

Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN

Rua Mermoz, 150, Bairro Baldo

Natal - RN

CEP: 59025-250

Sr. Erik da Costa Breyer

Telefone: (21) 3235-9817

Fac-símile: (21) 3235-9883

Correio Eletrônico: ebreyer@neoenergia.com

Instituição Intermediária Líder

Quaisquer outras informações sobre a Oferta e este Prospecto poderão ser obtidas com a Instituição Intermediária Líder, no seguinte endereço:

BB-Banco de Investimento S.A.

Rua Lélío Gama, nº 105, 28 andar

Rio de Janeiro - RJ

At.: Sr. Leonardo Silva de Loyola Reis

Cargo: Gerente de Divisão

Telefone: (21) 3808-3773

Fac-símile: (21) 3808-3239

Correio eletrônico: leoloyola@bb.com.br

Para os fins do artigo 33, § 3º, III, da Instrução CVM nº 400/03, quaisquer dúvidas sobre a Oferta e este Prospecto poderão ser esclarecidas no endereço da Instituição Intermediária Líder acima indicado, juntamente com o Sr. Alexandre Fernandes Rodrigues, telefone (21) 3808-6600, correio eletrônico arodrigues@bb.com.br.

Demais Instituições Intermediárias

Banco Bradesco S.A.
Avenida Paulista, nº 1450, 3 andar
São Paulo – SP
At.: Sr. João Carlos Zani
Cargo: Superintendente Executivo de Mercado de Capitais
Tel.: (11) 2178.4800
Fax: (11) 2178.4808
Correio eletrônico: 4013.zani@bradesco.com.br

BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento
Av. Brigadeiro Faria Lima, 3729 – 8º andar, CEP: 04538-905
São Paulo – SP
At.: Sr. Bruno de Botton
Cargo: Gerente de Mercado de Capitais
Tel.: (11) 3074.7444
Fax: (11) 3074.7469

Banco Mandatário e Depositário

O Banco Mandatário e Depositário pode ser contatado no seguinte endereço:

Banco Bradesco S.A. – Departamento de Ações e Custódia
Cidade de Deus, Prédio Amarelo, 2º andar - Osasco
CEP: 06029-900 – São Paulo – SP
At. Sr. Airton Abel Galvão/ José Donizetti de Oliveira
Telefone: (11) 3684-5133
Fac-símile: (11) 3684-2714
Correio eletrônico: bradescocustodia@bradesco.com.br

Agente Fiduciário

O Agente Fiduciário pode ser contatado no seguinte endereço:

Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Avenida das Américas, 4200, sala 514
CEP: 22640-102 – Rio de Janeiro – RJ
At. Sr. Maurício Ribeiro
Telefone: (21) 3385-4565
Fac-símile: (21) 3385-4046
Correio Eletrônico: mribeiro@pentagonotruster.com.br

Consultor Legal

Os consultores legais da Companhia e das Instituições Intermediárias podem ser contatados no seguinte endereço:

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados
Alameda Joaquim Eugênio de Lima, 447
São Paulo - SP
CEP: 01403-001
At.: Sr. Eduardo Soares
Telefone: (11) 3147-7696
Fac-símile: (11) 3147-7770
Correio eletrônico: esoares@mattosfilho.com.br/aleboin@mattosfilho.com.br

Auditores Independentes

Os auditores responsáveis por auditar as demonstrações financeiras da Emissora podem ser contatados no seguinte endereço:

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
Avenida Tancredo Neves 450, Edifício Suarez Trade 29º andar
CEP: 41.820 - 020 – Salvador/BA
At.: José Luiz Santos Vaz Sampaio
Telefone: (71) 2103 9400
Fac-símile: (71) 2103 9440
Correio Eletrônico: jsampaio@deloitte.com.br

Declaração da Emissora e da Instituição Intermediária Líder

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03, a Emissora e a Instituição Intermediária Líder declaram, por meio de seus Diretores Estatutários, Sr. Erik da Costa Breyer e Sr. Leonardo Silva de Loyola Reis, respectivamente, (i) que o presente Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Debêntures, da Emissora, suas atividades, situação econômico-financeira, riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, (ii) que essas informações são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta, e (iii) que este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

3.

INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA

- **Informações Relativas à Oferta**
- **Contrato de Distribuição de Debêntures**
- **Ressalvas com Relação a Declarações e Estimativas Acerca do Futuro**
- **Fatores de Risco**
 - Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos
 - Riscos Relacionados ao Setor de Energia Elétrica
 - Riscos Relacionados às Atividades da Emissora
 - Riscos Relacionados à Oferta
- **Destinação de Recursos**
- **Capitalização**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA

Autorizações Societárias

A Emissão foi deliberada em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 8 de agosto de 2005, cuja ata foi registrada na JUCERN, sob o n.º 24122304, em 29 de agosto de 2005, e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal Valor Econômico em 31 de agosto de 2005. Adicionalmente, a Remuneração aplicável às Debêntures foi deliberada em Reunião do Conselho de Administração, cuja ata foi arquivada na JUCERN em 15 de setembro de 2005, sob o n.º 24123015, e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal Valor Econômico, em 20 de setembro de 2005.

A reunião do Conselho Fiscal da Emissora, realizada em 26 de julho de 2005, opinou favoravelmente à presente emissão.

Quantidade de Debêntures e Número de Séries

Serão emitidas 17.900 (dezesete mil e novecentas) Debêntures, em série única.

Valor Nominal Unitário, Valor Total da Emissão e Data de Emissão

As Debêntures terão Valor Nominal Unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), perfazendo o montante total de R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais) na Data de Emissão.

Para todos os efeitos legais, a Data de Emissão das Debêntures é 1º de setembro de 2005.

Conversibilidade, Tipo e Forma

As Debêntures serão emitidas na forma nominativa escritural, não conversíveis em ações de emissão da Emissora.

Espécie

As Debêntures serão da espécie quirografária, sem garantia.

Prazo e Data de Vencimento

As Debêntures vencerão em 1º de setembro de 2010. Na Data de Vencimento das Debêntures, a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures que ainda estejam em circulação, pelo seu Valor Nominal Unitário, acrescida da Remuneração devida, calculada conforme disposto no item “Remuneração” abaixo.

Distribuição

A distribuição pública das Debêntures será feita em regime de garantia firme pelas Instituições Intermediárias.

Certificados de Debêntures

Não serão emitidos certificados representativos das Debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da respectiva conta de depósito das Debêntures, aberta em nome de cada debenturista, emitido pelo Banco Bradesco S.A. Adicionalmente, para as Debêntures custodiadas na CETIP, será expedido por esta o “Relatório de Posição de Ativos”, acompanhado de extrato em nome do Debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia destes títulos e, para as Debêntures custodiadas na CBLIC, será por esta expedido relatório indicando a titularidade das Debêntures que estiverem custodiadas na CBLIC.

Repactuação

As Debêntures não serão objeto de repactuação.

Preço de Subscrição e Forma de Integralização

O preço de subscrição das Debêntures será o Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data da efetiva integralização (“Preço de Subscrição”).

As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.

Amortização

As Debêntures serão amortizadas em cinco parcelas semestrais iguais e sucessivas a vencerem, respectivamente, a partir do final do 36º (trigésimo sexto) mês, contado da Data de Emissão, em: (i) 1º de setembro de 2008; (ii) 1º de março de 2009; (iii) 1º de setembro de 2009; (iv) 1º de março de 2010; e (v) 1º de setembro de 2010.

Aquisição Facultativa

A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir as Debêntures em circulação por preço igual ou inferior ao seu Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração *pro rata* devida até a data de aquisição e ainda não paga aos debenturistas, observado o disposto no § 2º do artigo 55 da Lei nº 6.404/76.

As Debêntures objeto de aquisição facultativa pela Emissora poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora ou ser colocadas para negociação no mercado.

As debêntures recolocadas no mercado farão jus à mesma Remuneração das demais Debêntures em circulação

Atualização do Valor Nominal

Não haverá atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures.

Remuneração

Os termos abaixo quando utilizados na descrição da Remuneração das Debêntures deverão ter o seguinte significado:

- i) Período de Vigência de Juros: espaço de tempo que se inicia na Data de Emissão e se encerra na Data de Vencimento das Debêntures;
- ii) Período de Capitalização: intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento da Remuneração imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista do pagamento da Remuneração correspondente ao período. Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade. A Remuneração correspondente aos Períodos de Capitalização será devida semestralmente, sendo o primeiro vencimento em 01 de março de 2006 e o último em 01 de setembro de 2010;
- iii) Subperíodo de Capitalização - prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que:
 - a) o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia-se na Data de Emissão e termina no prazo definido pela Taxa DI apurada naquela data;
 - b) os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do subperíodo anterior, entendendo-se como o novo subperíodo em vigor o prazo desta taxa, sendo que o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma data de vencimento do Período de Capitalização; e
 - c) as taxas dos subperíodos são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para a Taxa DI e por dias úteis para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento da Remuneração, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

Sobre o saldo do Valor Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação percentual acumulada da Taxa DI, calculada e divulgada pela CETIP, capitalizada de um *Spread* das Debêntures de 1,30% (um inteiro e trinta centésimos por cento), base 252 dias úteis, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização, de acordo com a fórmula expressa abaixo.

A Remuneração das Debêntures será calculada de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures, ou pelo saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, desde a Data de Emissão, ou da data do vencimento de juros imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento.

O cálculo da Remuneração das Debêntures obedecerá à seguinte fórmula:

$$\{ J = VNe \times (FatorJuros - 1), \text{ onde:}$$

“J” corresponde ao valor unitário dos juros flutuantes, acrescido de *spread*, acumulado no período, calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento, devidos no final de cada Período de Capitalização das Debêntures.

“VNe” corresponde ao valor nominal de emissão da Debênture no início do Período de Capitalização, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

“Fator Juros” corresponde ao fator de juros composto pelo parâmetro de flutuação acrescido de *spread*, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$FatorJuros = (FatorDI \times FatorSpread), \text{ onde:}$$

“Fator DI =” corresponde ao produtório das Taxas DI com uso de percentual aplicado, da Data de Emissão, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$Fator DI = \prod_{k=1}^n (1 + TDI_k),$$

“n” corresponde ao número total de Taxas DI consideradas na atualização do ativo, sendo “n” um número inteiro;

“ TDI_k ” corresponde à Taxa DI, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento, da seguinte forma:

$$TDI_k = \left(\frac{DI_k}{100} + 1 \right)^{\frac{dk}{252}} - 1, 1, 2, \dots, n$$

“ DI_k ” corresponde à Taxa DI divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil (overnight), utilizada com 2 (duas) casas decimais.

dk = número de dia(s) útil(eis) correspondentes ao prazo de validade da Taxa DI Over, sendo “dk” um número inteiro;

“Fator *Spread*” corresponde ao *spread* de juros fixos calculados com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[\left(\frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{252}} \right]^{\frac{DP}{DT}} \right\}$$

onde:

spread = *Spread* das Debêntures, na forma percentual ao ano, informado com 4 (quatro) casas decimais;

n = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, ou a Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Remuneração, sendo “n” um número inteiro;

DT = é o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo “DT” um número inteiro; e

DP = é o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo “DP” um número inteiro.

A Taxa DI deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pela CETIP.

No caso de indisponibilidade temporária da Taxa DI quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *Spread* das Debêntures, se houver, até a data da aferição, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora, quanto pelos Debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa DI respectiva.

Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa DI pela CETIP por prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos, ou, ainda, no caso de sua extinção ou impossibilidade de sua aplicação por imposição legal, será utilizado em sua substituição o índice que vier a ser determinado legalmente como seu substituto, se houver, caso o mesmo contenha características semelhantes à Taxa DI. Na ausência de critério legal substituto com características semelhantes à Taxa DI, o Agente Fiduciário deverá convocar Assembléia Geral de Debenturistas para definir, de comum acordo com a Emissora, o parâmetro a ser aplicado. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa DI conhecida, acrescida do *Spread* das Debêntures, até a data da deliberação da Assembléia Geral de Debenturistas.

Caso não haja acordo sobre a nova remuneração entre titulares de Debêntures representando pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures em circulação e a Emissora, as Debêntures deverão ser resgatadas pela Emissora, na sua totalidade, no prazo de 20 (vinte) dias úteis contados da data da realização da Assembléia Geral de Debenturistas, pelo saldo do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração das Debêntures (aplicando-se a última Taxa DI divulgada) devida até a data do resgate, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou data do último pagamento da Remuneração das Debêntures, o que ocorrer por último. O resgate ao qual se refere esse parágrafo não será acrescido de prêmio de qualquer natureza. As debêntures resgatadas pela Emissora serão canceladas.

Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogadas as datas de 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 (definição abaixo), se a data de vencimento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo ou dia em que não houver expediente bancário nas Cidades de Osasco e/ou São Paulo, no Estado de São Paulo, e/ou na cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte.

Encargos Moratórios

Sem prejuízo da Remuneração das Debêntures, ocorrendo atraso imputável à Emissora no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa moratória de 2,0% (dois por cento) e juros de mora de 1,0% (um por cento) ao mês, ambos calculados sobre os valores em atraso, encargos moratórios esses calculados desde a data de inadimplemento até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial (“Encargos Moratórios”).

Decadência dos Direitos aos Acréscimos

O não comparecimento do debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas na Escritura de Emissão ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de nenhum rendimento, acréscimo ou Encargos Moratórios, se houver, relativos ao período correspondente à data em que os recursos forem colocados à disposição para pagamento e à data efetiva de comparecimento de Debenturista para recebimento de seus recursos, sendo-lhe todavia assegurados os direitos adquiridos até a data do vencimento.

Imunidade Tributária

Caso qualquer Debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e Banco Depositário, no prazo mínimo de 10 (dez) dias úteis antes da data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus rendimentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

Resgate Antecipado

A Emissora poderá resgatar antecipadamente todas as Debêntures em circulação a partir do 30º (trigésimo) mês a contar da Data de Emissão, inclusive. O resgate antecipado poderá ser total ou parcial, pelo Valor Nominal Unitário das Debêntures, na Data da Emissão, acrescido da Remuneração devida até a data do pagamento das Debêntures resgatadas e de prêmio equivalente a 0,80% (oitenta centésimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado. As Debêntures resgatadas serão canceladas.

Na hipótese de deliberação de resgate antecipado parcial, adotar-se-á o critério de sorteio, a ser realizado na presença do Agente Fiduciário e com divulgação pela imprensa, inclusive no que concerne às regras do sorteio, nos termos do artigo 55, §1º da Lei nº 6.404/76.

Na hipótese das Debêntures registradas na CETIP, a operacionalização do resgate parcial dar-se-á, conforme regulamento do SND, através de operação de compra e venda definitiva, no mercado secundário, das Debêntures registradas no referido sistema. Todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades, por Debenturista, a serem resgatadas, serão realizadas fora do âmbito da CETIP. Fica definido que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate parcial, não haverá a necessidade de ajuste à Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade.

Na hipótese das Debêntures registradas no BOVESPA FIX, as Debêntures serão resgatadas segundo os procedimentos definidos pela CBLC e, na hipótese das Debêntures não estarem vinculadas ao CETIP ou CBLC, as Debêntures serão resgatadas através do Banco Mandatário e Depositário.

Vencimento Antecipado

O Agente Fiduciário declarará antecipadamente vencidas todas as obrigações da Emissora constantes da Escritura de Emissão e exigirá dela o imediato pagamento do saldo devedor do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo pagamento, calculada *pro rata temporis*, Encargos Moratórios, se houver, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, na ocorrência de qualquer uma das seguintes hipóteses:

- (a) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária perante os Debenturistas da Emissão, prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 2 (dois) dias úteis contados da data da inadimplência;
- (b) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial da Emissora formulado pela Emissora e/ou pelos seus controladores COELBA e/ou Neoenergia, esses na qualidade de controladores direto ou indireto da Emissora;
- (ii) pedido de autofalência ou de falência da Emissora e/ou seus acionistas controladores, formulado pela Emissora e/ou por seus acionistas controladores; (iii) decretação de falência da Emissora e/ou de seus acionistas controladores; e/ou (iv) liquidação da Emissora;
- (c) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou de seus acionistas controladores e não devidamente elidido pela Emissora e/ou por seus acionistas controladores no prazo legal; ou
- (d) término ou rescisão, por qualquer motivo, do Contrato de Concessão n.º 08/1997, celebrado entre a Emissora e o Poder Concedente (União), em 31 de dezembro de 1997, conforme aditado em 29 de novembro e em 18 de abril de 2005, relativo ao serviço público de distribuição de energia elétrica para o Estado do Rio Grande do Norte (“Contrato de Concessão”);

O Agente Fiduciário deverá convocar, dentro de 48 (quarenta e oito) horas da data em que tomar conhecimento da ocorrência de qualquer dos eventos abaixo, a Assembléia Geral de Debenturistas para deliberar sobre a declaração do vencimento antecipado das Debêntures, observado o *quorum* específico estabelecido na Escritura de Emissão, na ocorrência de qualquer uma das hipóteses previstas abaixo:

- (a) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora, cujo valor unitário ou agregado seja igual ou superior a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais) que não seja sanado no prazo de 30 (trinta) dias contados de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, salvo se (i) tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Emissora, (ii) for cancelado, ou, ainda, (iii) forem prestadas pela Emissora, e aceitas pelo Poder Judiciário, garantias em juízo;
- (b) descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada no prazo de 30 (trinta) dias, contado da data do recebimento de notificação escrita do Agente Fiduciário nesse sentido, sendo que esse prazo não se aplica a qualquer outra hipótese prevista no Capítulo VII (“Vencimento Antecipado”) da Escritura de Emissão;

- (a) vencimento antecipado de quaisquer obrigações pecuniárias da Emissora, quando tais obrigações tornarem-se exigíveis, em valor agregado igual ou superior a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);
- (b) alteração de controle acionário direto ou indireto da Emissora, sem que os Debenturistas previamente reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim aprovem referida alteração, exceto no caso da troca de controle acionário da Emissora em razão do processo de desverticalização da COELBA, desde que a Emissora permaneça sob o mesmo controle indireto.
- (c) cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora que possa, de qualquer modo, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações decorrentes da Escritura de Emissão, excetuadas a cisão, a fusão e a incorporação quando previamente aprovadas pelos Debenturistas reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observado o quorum previsto na Escritura de Emissão, sendo que, nesse caso, não será admitida a opção de dispensa da realização de Assembléia Geral de Debenturistas prevista no §1º do artigo 231 da Lei nº 6.404/76; e
- (d) realização de qualquer pagamento de dividendos pela Emissora, ressalvado o disposto no artigo 202 da Lei nº 6.404/76, ou de qualquer outra participação nos lucros estatutariamente prevista, caso esteja em mora relativamente ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão.

Configurar-se-á, também, hipótese de vencimento antecipado deliberado através de Assembléia Geral de Debenturistas, o descumprimento da seguinte obrigação:

- (a) manutenção, pela Emissora, dos índices e limites financeiros a seguir: (a) Relação Dívida Líquida/EBITDA, não superior a 3,0; (b) Relação EBITDA/Resultado Financeiro, não inferior a 2,0.

(x)(1) Para fins do disposto na alínea “a” acima, aplicar-se-ão as seguintes definições, baseadas em demonstrativos elaborados com base nos princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil:

- (i) “Dívida Líquida” significa o endividamento oneroso total da Emissora menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras;
- (ii) “EBITDA” (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), significa o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação ao longo dos últimos 12 (doze) meses ao qual deverá ser adicionada, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, a parcela da amortização da recomposição tarifária do racionamento; e
- (iii) “Resultado Financeiro”, significa a diferença entre Receitas Financeiras e Despesas Financeiras da Emissora ao longo dos últimos 12 (doze) meses, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, será considerado “1”.

A apuração pelo Agente Fiduciário das relações previstas no item (a) acima deverá ser feita em relação a cada uma das demonstrações financeiras auditadas da Emissora, seja trimestral ou anual, até 5 (cinco) dias úteis após a sua disponibilização pela Emissora, na forma de legislação aplicável, à CVM.

Os índices e limites financeiros estabelecidos no item (a) acima serão apurados ao final de cada trimestre fiscal, sendo certo que, em caso de descumprimento, a Companhia terá até o final da próxima apuração pelo Agente Fiduciário, no próximo trimestre fiscal, para obter o seu restabelecimento.

Após a realização da Assembléia Geral de Debenturistas, o Agente Fiduciário declarará antecipadamente vencidas todas as obrigações da Emissora constantes da Escritura de Emissão e exigirá dela o imediato pagamento do saldo devedor do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo pagamento, calculada *pro rata temporis*, Encargos Moratórios, se houver, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, a menos que titulares das Debêntures representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, de maneira independente, optem por não declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, observando-se o previsto no parágrafo único do artigo 13 da Instrução CVM nº 28/83.

Declarado o vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora pagará, conforme previsto na Escritura de Emissão, o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, até a data do efetivo pagamento, (ii) dos Encargos Moratórios, se houver, e (iii) de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão.

Local de Pagamento

Os pagamentos referentes às Debêntures serão efetuados pela Emissora, no mesmo dia de seu vencimento, utilizando-se os procedimentos adotados pela CETIP e/ou pela CBLC, ou por meio do Banco Mandatário e Depositário, para os titulares das Debêntures que não estejam custodiadas na CETIP ou na CBLC.

Assembléia de Debenturistas

Os titulares das Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembléia Geral de Debenturistas, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

A Assembléia Geral de Debenturistas pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

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

Para os fins de apuração do quorum de instalação em qualquer Assembléia Geral de Debenturistas, serão excluídas as Debêntures mantidas em tesouraria pela Emissora, ou que sejam de titularidade, direta ou indireta, de sociedades sob controle comum da Emissora, sejam elas coligadas, controladas ou controladoras, diretas ou indiretas, ou de pessoas físicas que sejam controladoras bem como dos administradores de referidas sociedades.

A presidência da Assembléia Geral de Debenturistas caberá ao Debenturista eleito pelos titulares das Debêntures, ou àquele designado pela CVM.

Nas deliberações da Assembléia Geral de Debenturistas, a cada Debênture caberá um voto. As deliberações serão tomadas por debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, com exceção da modificação (i) da data de vencimento das Debêntures, (ii) das condições da Amortização, (iii) que diminua a Remuneração; ou (iv) que altere qualquer um dos *quori* de deliberação da Assembléia Geral de Debenturistas previstos na Escritura de Emissão, as quais deverão ser deliberadas por Debenturistas que representem a totalidade das Debêntures em circulação, na forma do disposto no artigo 71, § 5º, da Lei nº 6.404/76, ressalvado o disposto na cláusula IX.5.1. da Escritura de Emissão.

Para os fins de apuração do quorum de deliberação em qualquer Assembléia Geral de Debenturistas da presente Emissão, serão excluídos os votos em branco, as Debêntures mantidas em tesouraria pela Emissora ou que sejam de titularidade, direta ou indireta, de sociedades sob controle comum, coligadas, controladas ou controladoras, diretas ou indiretas, e de pessoas físicas que sejam controladoras bem como dos administradores de referidas sociedades.

Cronograma das etapas da Oferta

A divulgação da Oferta ocorreu por meio da publicação de Aviso aos Investidores no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte, em 13 de agosto de 2005, e no jornal Valor Econômico, em 12 de agosto de 2005, nos termos do artigo 53 da Instrução CVM n.º 400/03.

A Oferta seguirá o cronograma tentativo abaixo:

Eventos	Datas Indicativas*
Disponibilização do Prospecto Preliminar	Até 16 de agosto de 2005
Obtenção do Registro da Oferta	12 de setembro de 2005
Publicação do Anúncio de Início	15 de setembro de 2005
Disponibilização do Prospecto Definitivo	16 de setembro de 2005
Subscrição e Liquidação Financeira das Debêntures	16 de setembro de 2005
Início da Negociação das Debêntures	16 de setembro de 2005
Revenda das Debêntures, adquiridas em virtude do exercício da garantia firme de colocação, pelas Instituições Intermediárias (para detalhes, ver seção “O Contrato de Distribuição de Debêntures – Cronograma de Etapas da Oferta”)	20 de setembro de 2005
Publicação do Anúncio de Encerramento	20 de setembro de 2005

*Todas as datas previstas acima são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações e adiamentos.

Sem prejuízo das demais obrigações e responsabilidades que lhe são expressamente imputadas pelo Contrato de Distribuição, pela legislação ou regulamentação aplicável, as Instituições Intermediárias individualmente e de forma não solidária obrigam-se a, na hipótese de modificação ou revogação da Oferta nos termos dos artigos 25 a 27 da Instrução CVM nº 400/03:

(a) imediatamente após o acolhimento do pleito relativo à alteração pela CVM, valer-se de, no mínimo, meios iguais aos utilizados para divulgação do anúncio de início para informar ao público as modificações implementadas ou a revogação da Oferta, conforme o caso;

(b) no caso de modificação da Oferta, acautelar-se e certificar, no momento do recebimento das aceitações da Oferta, de que o manifestante está ciente de que a Oferta original foi alterada e das modificações implementadas;

(c) no caso de modificação da Oferta, comunicar-se diretamente com os investidores que já tiverem aderido à Oferta para que os mesmos confirmem, no prazo de 5 (cinco) dias úteis do recebimento da comunicação, o interesse em manter a declaração de aceitação, presumida a manutenção em caso de silêncio; e

(d) no caso de revogação da Oferta, restituir aos aceitantes desta, e no caso de modificação da Oferta, restituir àqueles investidores que não aceitarem as novas condições da Oferta, no prazo máximo de 3 (três) dias úteis contados da comunicação de desistência ou revogação, as importâncias pagas, sem qualquer remuneração ou atualização monetária e deduzida a quantia relativa à Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira – CPMF.

Data de Início e Término da Oferta

A presente Emissão somente terá início após (a) a obtenção do registro da Emissão na CVM; (b) a publicação do anúncio de início, que deverá ocorrer imediatamente após a data da concessão do referido registro pela CVM; e (c) a disponibilização do Prospecto aos investidores. A colocação das Debêntures deverá ser efetuada no período máximo de 6 (seis) meses a contar da data de publicação do anúncio de início, durante o qual os interessados poderão subscrever Debêntures utilizando-se dos procedimentos do SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP. Findo o período de distribuição, deverá ser publicado anúncio de encerramento na forma mencionada abaixo.

Comunicações

Todos os anúncios, aviso, atos e decisões decorrentes desta Emissão que, de qualquer forma, envolvam os interesses dos debenturistas, serão publicados no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte e no jornal Valor Econômico, conforme estabelecido no artigo 289 da Lei das Sociedades por Ações, observados os prazos legais, informados nas Informações Anuais – IAN, e por meio da página na rede mundial de computadores da Emissora (<http://www.cosern.com.br>). A Emissora deverá comunicar antecipadamente o Agente Fiduciário de qualquer publicação.

O anúncio de início e o anúncio de encerramento da distribuição pública das Debêntures poderão ser publicados no jornal Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte na forma de aviso resumido, conforme estabelecido pela Instrução CVM n.º 400/03, sendo obrigatoriamente disponibilizados, em sua íntegra, na página na rede mundial de computadores da Emissora acima indicada.

Condições e Forma de Pagamento

As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.

Registro para Distribuição e Negociação das Debêntures

As Debêntures serão registradas (a) para distribuição no mercado primário no SDT, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP, e (b) para negociação no mercado secundário (i) no SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e (ii) no BOVESPAFIX, da BOVESPA, sendo os títulos custodiados na CBLC.

Público Alvo

O público alvo da Emissão é composto por (i) quaisquer investidores, pessoas físicas ou jurídicas, não qualificados, clientes dos Coordenadores, desde que atestem ter tido amplo conhecimento dos termos, condições e riscos inerentes à Emissão e acesso aos Prospectos Preliminar e Definitivo, assim como (ii) pelos investidores institucionais ou qualificados, (conforme definição do artigo 109 da Instrução CVM nº 409, de 18 de agosto de 2004).

Inadequação do Investimento

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.

Classificação de Risco

A Emissora contratou a Standard & Poor's para a elaboração de relatório de classificação de risco para esta Emissão. Este relatório encontra-se anexo a este Prospecto.

O CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO DE DEBÊNTURES

Nos termos da Lei n.º 6.385, de 7 de dezembro de 1976, da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976 e da Instrução CVM n.º 400/03, foi celebrado o Contrato de Distribuição, por meio do qual a Emissora contratou as Instituições Intermediárias para serem as responsáveis pela colocação das Debêntures junto ao público.

Regime de Colocação

As Instituições Intermediárias realizarão a distribuição das Debêntures sob o regime de garantia firme, de acordo com o plano de distribuição descrito abaixo:

As Debêntures serão distribuídas em regime de garantia firme de distribuição, não havendo solidariedade entre as Instituições Intermediárias, respondendo cada qual exclusivamente pela parcela ora indicada, na forma descrita a seguir:

INSTITUIÇÃO INTERMEDIÁRIA	PERCENTUAL DE GARANTIA FIRME SOBRE A TOTALIDADE DE DEBÊNTURES A SER COLOCADA CONFORME PROCEDIMENTO DE <i>BOOKBUILDING</i>
BB-BI	40%
BRABESCO	40%
BES	20%
TOTAL	100%

As Instituições Intermediárias deverão exercer a garantia firme, na taxa máxima de 1,65% ao ano sobre a variação da taxa média diária do DI - Depósito Interfinanceiro de um dia, extragrupo, calculada e divulgada pela CETIP, observando-se a proporção indicada acima, no prazo de 3 (três) dias úteis, contado da publicação do anúncio de início da Oferta das Debêntures (“Prazo de Garantia Firme”), desde que não haja demanda pelas Debêntures que atinja o Valor Total da Emissão, conforme apurado em procedimento de coleta de intenção de investimento.

Forma, Procedimento, Condições de Colocação e Plano de Distribuição

De acordo com o Contrato de Distribuição, a colocação pública das debêntures será realizada conforme as condições descritas a seguir.

- i) a colocação será pública, realizada no mercado de balcão organizado indicado neste Prospecto, sem recebimento de reservas antecipadas e intermediada pelas Instituições Intermediárias, que deverão assegurar tratamento justo e equitativo para todos os destinatários e aceitantes desta Emissão;
- ii) a colocação das Debêntures deverá ser efetuada até o período máximo de 6 meses, a contar da data da publicação do anúncio de início de Distribuição (“Prazo de Colocação”);
- iii) durante todo o Prazo de Colocação, o preço de subscrição das Debêntures será o correspondente ao Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data da Emissão até a data da efetiva integralização;
- iv) os pagamentos referentes à integralização das debêntures serão feitos adotando-se os procedimentos estabelecidos pela CETIP;
- v) as Instituições Intermediárias realizarão a distribuição das Debêntures, sob o regime de garantia firme, de acordo com o plano de distribuição anteriormente descrito; e
- vi) não serão constituídos fundos de sustentação de liquidez nem celebrados contratos de estabilização de preços e/ou de garantia de liquidez para as Debêntures.

As Instituições Intermediárias estão autorizadas pela Emissora a organizar plano de distribuição, que poderá levar em conta suas relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica. As Instituições Intermediárias deverão assegurar:

- i) que o tratamento aos investidores seja justo e equitativo;
- ii) a adequação do investimento ao perfil de risco de seus respectivos clientes das Instituições Intermediárias; e
- iii) que os representantes de venda das instituições participantes do consórcio de distribuição recebam previamente exemplar do Prospecto para leitura obrigatória e que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoas designadas pela Instituição Intermediária Líder.

As Instituições Intermediárias poderão revender livremente as Debêntures adquiridas em virtude do exercício da garantia firme de colocação. Tais debêntures deverão ser colocadas pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido da remuneração e de ágio ou deságio a ser apurado de acordo com parâmetros a serem determinados pelas Instituições Intermediárias na ocasião da recolocação das Debêntures. A revenda das Debêntures aqui mencionada deverá ser efetuada respeitada a regulamentação aplicável.

Cópias do Contrato de Distribuição estarão disponíveis para consulta: (i) na sede da Emissora, na Rua Mermoz, 150 – Baldo, Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte; (ii) na Instituição Intermediária Líder, Na Rua Lélío Gama, n 105, 28º andar, Rio de Janeiro – RJ, e (iii) nas demais Instituições Intermediárias, (a) na Avenida Paulista, n 1450, 3º andar, São Paulo – SP e (b) na Av. Brigadeiro Faria Lima, 3.729, 8º andar, Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo.

Cronograma de Etapas da Oferta

Início da Oferta	A Oferta, devidamente registrada perante a CVM, terá início após a publicação do anúncio de início.
Prazo de Colocação	6 meses a partir da publicação do anúncio de início.
Manifestação de aceitação da Oferta pelos investidores	A partir da data de publicação do anúncio de início e enquanto não tiver sido publicado o anúncio de encerramento, o que deve ocorrer no prazo máximo de 6 (seis) meses contados da publicação do anúncio de início, os investidores poderão aceitar a Oferta das Debêntures e subscrevê-las por meio dos procedimentos do SDT.
Distribuição	A Emissão será destinada, prioritariamente, a investidores institucionais ou qualificados, conforme definição do artigo 109 da Instrução CVM nº 409/04, que desejarem investir nas Debêntures. No entanto, poderão ser atendidos outros investidores, pessoas físicas ou jurídicas, não qualificados, clientes das Instituições Intermediárias, desde que atestem ter tido amplo conhecimento dos termos, condições e riscos inerentes a Emissão, bem como acesso ao Prospecto Preliminar.
Subscrição e Integralização das Debêntures	A subscrição das Debêntures será formalizada por meio da assinatura dos respectivos boletins de subscrição. A integralização das Debêntures deverá ser efetuada à vista, no ato da assinatura dos respectivos boletins de subscrição. O pagamento das Debêntures deverá ser realizado em moeda corrente nacional e não serão emitidos certificados representativos das Debêntures.
Prazo para Revenda, pelas Instituições Intermediárias	As Instituições Intermediárias poderão revender as Debêntures que venham a ser adquiridas por força do exercício da garantia firme de distribuição até a data de publicação do anúncio de encerramento de distribuição das Debêntures, por preço a ser determinado com base na análise (i) de seu valor nominal unitário desde a Data de Emissão até a data da efetiva integralização das Debêntures, (ii) da taxa de juros praticada pelo mercado à época da efetiva integralização; (iii) do preço de negociação e colocação dos títulos públicos federais que possuem prazos de vencimento semelhantes; e (iv) da percepção de risco de crédito da Emissora. Após a data de publicação do respectivo anúncio de encerramento de distribuição das Debêntures, as Debêntures poderão ser vendidas por preço de mercado a exclusivo critério das Instituições Intermediárias.
Divulgação do Resultado da Oferta	O resultado da Oferta será divulgado ao seu término, por meio da publicação do anúncio de encerramento no jornal utilizado pela Emissora para publicação do anúncio de início.

Comissões

Pela execução dos trabalhos previstos no Contrato de Distribuição, a Emissora pagará às Instituições Intermediárias, na data da liquidação financeira da respectiva colocação das Debêntures no âmbito da Oferta, a seguinte remuneração, a ser repartida entre eles de acordo com o volume correspondente à parcela de garantia firme de cada uma das Instituições Intermediárias:

A remuneração devida pela Emissora à Instituição Intermediária Líder e às Instituições Intermediárias pela prestação dos trabalhos previstos no Contrato de Distribuição será composta por uma (i) comissão de estruturação e coordenação, correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento), calculado sobre o montante total da Emissão, apurada mediante a multiplicação do preço de subscrição atualizado das Debêntures pelo número total de Debêntures emitidas, devendo referida comissão ser paga às Instituições Intermediárias pela Emissora na data da primeira subscrição e integralização das Debêntures; (ii) comissão de colocação, correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento), calculado sobre o valor apurado mediante a multiplicação do preço de subscrição atualizado das Debêntures pelo número total de Debêntures efetivamente colocadas, devendo referida comissão ser paga às Instituições Intermediárias pela Emissora na data de subscrição e integralização das Debêntures; e (iii) comissão de garantia firme, correspondente a 0,40% (quarenta centésimos por cento) do valor apurado mediante a multiplicação do preço de subscrição atualizado pelo número total de Debêntures objeto da garantia firme prestada pelas Instituições Intermediárias, devendo referida comissão ser paga pela Emissora a cada Instituição Intermediária na data da primeira subscrição e integralização de Debêntures, independentemente do efetivo exercício da Garantia Firme; e (iv) comissão de sucesso, a ser paga adicionalmente às Instituições Intermediárias pela Emissora, na data de subscrição e integralização das Debêntures, correspondente a 25% (vinte e cinco por cento) do produto dos seguintes fatores: (i) diferença entre o *spread* da taxa inicial da coleta de intenções, e a taxa final efetiva resultante da coleta de intenções; (ii) o número de anos do prazo médio (*duration*) de vencimento das Debêntures; e, (iii) o valor total das Debêntures efetivamente subscritas e integralizadas na data de integralização.

No caso do valor da comissão de estruturação e colocação, cada Instituição Intermediária receberá a comissão deduzida de Imposto de Renda, Contribuição Social, PIS e COFINS, conforme legislação vigente. Sobre os valores das comissões (i) de colocação, (ii) de garantia firme e (iii) de sucesso, a responsabilidade pelo cálculo e recolhimento dos impostos e contribuições será de cada Instituição Intermediária, as quais receberão os valores devidos pela Emissora, sem qualquer dedução de impostos ou contribuições, conforme legislação vigente.

O pagamento da remuneração às Instituições Intermediárias deverá ser à vista, em moeda corrente nacional, líquido de deduções e retenções fiscais de qualquer natureza, incluindo-se quaisquer outros tributos que porventura venham a incidir sobre as operações da espécie, bem como quaisquer majorações das alíquotas dos tributos já existentes.

Cada Instituição Intermediária firmará recibos para a Emissora, dando quitação das importâncias recebidas a título de comissões. A Emissora também firmará recibo em favor das Instituições Intermediárias, dando quitação das importâncias recebidas com a colocação das Debêntures.

Não serão concedidos pelas Instituições Intermediárias nenhum desconto ou repasse de comissão aos investidores que subscreverem as Debêntures.

Relações da Emissora com as Instituições Intermediárias

BB-Banco de Investimento S.A.

O relacionamento da COSERN com o BB-BI se dá por meio do seu controlador, o Banco do Brasil S.A., decorrente de operações comerciais usuais no mercado financeiro, tais como BB Giro, Crédito Direto ao Fornecedor, além de Cartão de Crédito Empresarial e BB Visa Vale.

Adicionalmente, o BB-BI possui 7,6% do capital social da Neoenergia, *holding* controladora indireta da COSERN.

O BB-BI atuou como instituição intermediária da 2ª emissão de debêntures da Companhia.

Banco Bradesco S.A.

O Banco Bradesco presta serviços bancários em geral para a Emissora, tais como cobrança, arrecadação e adiantamento a fornecedores, bem como repasse de linhas de financiamento do BNDES. Adicionalmente, o Banco Bradesco atuou como instituição intermediária da 2ª emissão de debêntures da Companhia.

BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento

O BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento não possui nenhum relacionamento bancário, societário e comercial com a Emissora.

Demonstrativo do Custo da Distribuição

Segue abaixo tabela com o custo máximo da distribuição das Debêntures:

CUSTOS	MONTANTE (EM R\$)	% EM RELAÇÃO AO VALOR TOTAL DA EMIÇÃO
Comissão de Estruturação e Coordenação	537.000,00	0,3
Comissão de Colocação*	537.000,00	0,3
Comissão de Garantia Firme	716.000,00	0,4
Comissão de Sucesso	454.212,50	0,254
Taxa de registro	165.740,00	0,093
Total	2.409.952,50	1,346

(*) Calculada sobre o preço de subscrição das Debêntures efetivamente colocadas

Custo Unitário de Distribuição

A tabela a seguir apresenta o custo unitário de distribuição das Debêntures objeto desta Emissão:

N.º DE DEBÊNTURES	CUSTO DO LANÇAMENTO (R\$)	CUSTO POR DEBÊNTURE (R\$)	% EM RELAÇÃO AO PREÇO UNITÁRIO DE DISTRIBUIÇÃO
17.900	2.409.952,50	134,634	1,346

(*) Na Data de Emissão

RESSALVAS COM RELAÇÃO A DECLARAÇÕES E ESTIMATIVAS ACERCA DO FUTURO

Este Prospecto contém declarações, estimativas, intenções e pretensões quanto a eventos futuros. Quaisquer declarações e estimativas, intenções e pretensões com relação a eventos futuros envolvem riscos e incertezas. Diversos fatores importantes considerados nas declarações e estimativas futuras podem se modificar, fazendo com que os resultados reais possam vir a ser substancialmente diferentes daqueles contidos em tais declarações e estimativas, e que as intenções e pretensões possam vir a não se materializar. Esses fatores incluem, dentre outros:

- medidas do governo brasileiro;
- condições sociais, políticas ou econômicas do Brasil;
- desvalorização do real;
- a percepção de risco com relação aos mercados emergentes, principalmente a América Latina;
- medidas por parte do Poder Concedente;
- medidas do governo relativas ao setor de energia elétrica;
- alta taxa de inflação;
- resultado de pendências judiciais;
- nível de endividamento da Emissora;
- flutuações das taxas de juros; e
- concorrência.

FATORES DE RISCO

Antes de tomar uma decisão de investimento nas Debêntures a serem ofertadas, os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente, à luz de suas próprias situações financeiras e objetivos de investimento, todas as informações disponíveis neste Prospecto e, em particular, avaliar os fatores de risco descritos nesta seção. Caso qualquer dos riscos e incertezas aqui descritos efetivamente ocorra, os negócios, a situação financeira e/ou os resultados operacionais da Emissora poderão ser afetados de forma adversa. Os fatores de risco descritos abaixo refletem a situação atual da Emissora.

Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos

A Companhia atua no mercado brasileiro, estando sujeita, portanto, aos efeitos da política econômica do Governo Federal.

Freqüentemente, o Governo Federal intervém na economia do País, realizando, ocasionalmente, mudanças drásticas e repentinas nas suas políticas. As medidas do Governo brasileiro para controlar a inflação e implementar as políticas econômica e monetária têm envolvido alterações nas taxas de juros, flutuação da moeda, controle de câmbio, tarifas e limites à importação, controles no consumo de energia elétrica, entre outras medidas. Essas políticas, bem como algumas condições macroeconômicas, causaram efeitos significativos na economia brasileira, assim como no mercado de capitais brasileiro.

Além disso, discute-se atualmente no Senado Federal e na Câmara dos Deputados diversas reformas e/ou medidas que poderão ser aprovadas e implementadas pelo Governo Federal, dentre elas: (i) a reforma tributária, parcialmente implementada; e (ii) a reforma da legislação trabalhista.

Adicionalmente, não há como prever quais diretrizes das políticas econômica e monetária serão adotadas pelo Governo Federal e quais serão os impactos dessas medidas sobre a Emissora.

A adoção de medidas que possam resultar em eventuais flutuações da moeda, indexação da economia, instabilidade de preços, elevação de taxas de juros ou influenciar a política fiscal poderão impactar negativamente os negócios, a condição financeira, a capacidade de geração de caixa e os resultados operacionais da Emissora.

A inflação e certas medidas governamentais para contê-la podem ter efeitos adversos sobre a economia brasileira, o mercado mobiliário brasileiro e/ou os negócios da Emissora.

O Brasil experimentou, no passado, taxas de inflação bastante elevadas, que foram reduzidas com a implementação do Plano Real, em 1994. A moeda brasileira, historicamente, vem apresentando desvalorizações freqüentes, criando, assim, pressões inflacionárias adicionais no Brasil, que resulta na necessidade de adoção de políticas recessivas pelo Governo Federal para conter a demanda agregada.

A inflação, juntamente com medidas governamentais destinadas a combatê-la e as especulações acerca dessas medidas, tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira no passado recente.

Em 30 de junho de 1999, o CMN fixou os valores de 6,0%, 4,0%, 3,5%, 8,5% e 5,5% como metas para a variação do IPCA para os anos de 2000, 2001, 2002, 2003 e 2004, respectivamente, com intervalos de tolerância de 2 pontos percentuais acima e abaixo das metas centrais retromencionadas. Em 2000, a meta foi cumprida, com a inflação medida pelo IPCA atingindo 6,0%. Nos anos de 2001, 2002, 2003 e 2004, entretanto, as metas não foram cumpridas, tendo a inflação atingido 7,7%, em 2001, 12,5%, em 2002, 9,30%, em 2003, e 12,4%, em 2004. Para 2005 e 2006 as metas de inflação foram ambas fixadas em 4,5%. Não existem garantias de que estas metas serão alcançadas.

A inflação medida pelo IGPM foi de 9,96%, 10,37%, 25,3%, 8,69% e 12,4% em 2000, 2001, 2002, 2003 e 2004, respectivamente.

Caso as taxas de inflação voltem a aumentar, os negócios da Emissora, sua condição financeira e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente.

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

A economia brasileira e as companhias brasileiras têm sido impactadas, em diferentes intensidades, pelas condições econômicas de outros países emergentes. Desta forma, a possibilidade de obtenção de crédito por empresas brasileiras é diretamente influenciada pelas condições econômicas no Brasil e também, ainda que em graus diversos, pela economia em países da América Latina.

Acontecimentos ou condições econômicas e/ou políticas em outros países emergentes já afetaram significativamente a disponibilidade de crédito na economia brasileira e resultaram em consideráveis saídas de recursos estrangeiros no País.

Não há como garantir que futuros acontecimentos em países emergentes não afetarão a oferta de crédito às companhias brasileiras, podendo, deste modo, vir a afetar negativamente a oferta de crédito para a Emissora, podendo resultar em impacto material adverso nos seus resultados.

Efeitos das Flutuações das Taxas de Juros.

O BACEN estabelece as taxas de juros básicas para o sistema bancário brasileiro. Em anos recentes, a taxa de juros básica tem oscilado, tendo chegado a, aproximadamente, 45% em março de 1999 e caído para 15,25% em 17 de janeiro de 2001. De fevereiro a julho de 2002, o BACEN diminuiu a taxa básica de juros de 19,00% para 18,00%. De outubro de 2002 a fevereiro de 2003, o BACEN aumentou a taxa básica de juros em 8,5 pontos percentuais, para 26,5% em 19 de fevereiro de 2003. A taxa básica de juros permaneceu em alta até junho de 2003, quando o BACEN iniciou a trajetória de decréscimo da taxa de juros básica. Posteriormente, ao longo do ano de 2004 e nos primeiros meses de 2005, a taxa de juros básica voltou a sofrer majoração por decisão do Comitê de Política Monetária, sendo que, na data deste Prospecto, a taxa básica de juros era de 19,75% ao ano.

A elevação das taxas de juros poderá ter impacto negativo no resultado da Emissora na medida em que pode inibir o crescimento econômico e conseqüentemente a demanda por energia, e também porque suas atividades exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são, em sua maioria, financiados com recursos de terceiros e remunerados a taxas de juros pós-fixadas. Em 30 de junho de 2005, a COSERN possuía um endividamento não atrelado à variação cambial de R\$ 442.054.876,79, indexado ao CDI, TJLP, dentre outros índices. Caso haja uma elevação das taxas de juros que influencie esses indexadores, as despesas financeiras da Emissora também aumentarão, afetando negativamente a capacidade de pagamento da Emissora.

O Governo Federal está realizando uma reforma na legislação fiscal que poderá acarretar aumento da carga tributária para as empresas brasileiras.

O Governo Federal regularmente implementa alterações no regime fiscal, que afetam os participantes do mercado de energia, a Emissora, as distribuidoras e os consumidores industriais. Estas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga tributária da Emissora, que poderá, por sua vez, influenciar sua lucratividade, e afetar adversamente os preços de sua energia vendida e seu resultado financeiro. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, o fluxo de caixa projetado ou a sua lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

Riscos Relacionados ao Setor de Energia Elétrica

A Emissora atua no setor elétrico brasileiro, o qual foi reestruturado pelo Governo Federal. Os efeitos do Novo Modelo do Setor Elétrico para as empresas sujeitas às suas regras, como a Companhia, ainda são incertos.

O Governo Federal vem implementando mudanças significativas na legislação do setor elétrico brasileiro durante os últimos anos, especialmente por meio da Lei de Concessões, da Lei do Setor Elétrico e da Lei de Reestruturação do Setor Elétrico, além da regulamentação administrativa. Essas medidas tiveram por objetivo desvincular a autoridade regulatória do Governo Federal, aumentar o investimento privado na geração, transmissão e distribuição de energia no Brasil e incentivar a competição no setor. No âmbito dessa reestruturação, a competência regulatória foi atribuída à ANEEL.

Em 15 de março de 2004, foi promulgada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico que promoveu profundas modificações na atual estrutura do setor elétrico, dentre as quais (i) a alteração das regras sobre a compra e venda de energia elétrica entre as empresas geradoras de energia e as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica; (ii) novas regras para licitação de empreendimentos de geração; (iii) a extinção do MAE e a criação da CCEE; (iv) a criação de novos órgãos setoriais; e (v) a alteração nas competências do MME e da ANEEL. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, atualmente, tem sua constitucionalidade contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio das ADINs. O Governo Federal recorreu, arguindo que, no decorrer do processo legislativo, as ADINs haviam perdido o objeto e solicitou o arquivamento das ADINs. No entanto, a votação do Supremo Tribunal Federal, de 4 de agosto de 2004, confirmou a decisão de dar prosseguimento ao julgamento do mérito das ações.

No dia 08 de abril de 2005 o julgamento das ADINs foi novamente suspenso em virtude do pedido de vista por um dos Ministros, contudo, nesse julgamento houve 5 votos em favor da Nova Lei e 2 desfavoráveis. Não existe ainda uma decisão sobre este mérito. Na data deste Prospecto, não é possível prever os eventuais possíveis efeitos adversos da regulamentação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e do resultado do julgamento das ADINs no setor em que a Companhia atua. Tais potenciais efeitos adversos poderão afetar negativamente a situação econômica da Companhia.

As tarifas que a Emissora cobra pela venda de energia a consumidores cativos são determinadas de acordo com o Contrato de Concessão firmado com o Governo Federal, por meio da ANEEL. A receita operacional da Emissora pode ser afetada adversamente se a ANEEL tomar decisões desfavoráveis quanto às tarifas praticadas pela Emissora.

Como concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, a Emissora está sujeita a um ambiente altamente regulado. Além disso, a ANEEL é autorizada a regular e fiscalizar diversos aspectos dos negócios da Emissora, inclusive determinar que as tarifas cobradas pela Companhia sejam reduzidas, os investimentos sejam incrementados, o desenvolvimento de programas para a melhora do serviço etc.

O Contrato de Concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de preço máximo, que permite três tipos de ajuste tarifário: (1) o reajuste anual, (2) a revisão periódica e (3) a revisão extraordinária. A Emissora tem o direito a um reajuste anual, que é concebido para compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e para repassar aos consumidores certos encargos de sua estrutura de custos não gerenciáveis pela Emissora, como o custo de aquisição de energia e encargos setoriais, incluindo encargos pelo uso de instalações de transmissão e distribuição. Além disso, a ANEEL conduz uma revisão periódica a cada quatro anos para identificar variações nos custos da Emissora e definir um índice baseado na sua eficiência operacional que será aplicado sobre o índice dos reajustes anuais da Emissora, e cujo efeito é premiar a boa administração dos seus custos e compartilhar quaisquer ganhos com os consumidores da Emissora. A Emissora também tem o direito de requerer uma revisão extraordinária das suas tarifas se custos imprevisíveis vierem a alterar significativamente sua estrutura de custos.

A Emissora não pode assegurar que a ANEEL estabelecerá tarifas que lhe sejam favoráveis. Além disso, se quaisquer desses reajustes não forem concedidos pela ANEEL no prazo apropriado ou a Emissora seja obrigada pela ANEEL a efetuar gastos adicionais imprevistos, sem previsão de subsídios e sem a respectiva contrapartida tarifária, de forma a viabilizar o repasse integral do valor de tais despesas adicionais para a tarifa, ou, ainda, sejam estabelecidas normas ainda mais rígidas ou que gerem incertezas, a condição financeira e os resultados das operações da Emissora podem ser adversamente afetados.

As tarifas de distribuição, ainda que determinadas pela ANEEL, podem ser questionadas judicialmente, o que pode afetar adversamente a receita operacional da Emissora.

Não obstante as revisões e reajustes tarifários da COSERN estarem sujeitos à aprovação da ANEEL, bem como aos limites estabelecidos em seu Contrato de Concessão e na legislação brasileira, as decisões da ANEEL acerca das tarifas da Emissora podem ser objeto de contestação judicial, inclusive pelo Ministério Público na defesa dos interesses difusos dos consumidores da área de concessão da Emissora, dada a natureza de serviço público da atividade de distribuição de energia elétrica. Neste sentido, eventuais questionamentos de aumentos tarifários concedidos pela ANEEL podem afetar a capacidade financeira da Emissora (ver seção “Atividades da Emissora – Tarifa”)

A Emissora pode enfrentar crescente concorrência que pode afetar adversamente sua participação de mercado, em virtude da perda de Consumidores Livres e, conseqüentemente, sua receita.

A Emissora detém concessão para distribuir energia elétrica em 167 municípios no Estado do Rio Grande do Norte. Dentro da sua área de concessão, a Emissora não enfrenta competição na distribuição de energia elétrica a clientes residenciais, comerciais e industriais com suprimento em baixa tensão. Em vista da legislação aprovada em 1995, 1998 e 2004, entretanto, outros fornecedores podem oferecer energia elétrica a certos consumidores de grande porte, que atendam às exigências legais para se qualificar como Consumidores Livres, ou seja, os Consumidores Potencialmente Livres. Consumidores Livres são aqueles cuja demanda é igual ou superior a 3 MW em níveis de tensão iguais ou superiores a 69 kV ou, no caso de novos consumidores que entraram no mercado a partir de julho de 1995, aqueles cuja demanda é igual ou superior a 3 MW em qualquer nível de tensão. Os eventuais concorrentes da Emissora podem vir a oferecer a esses consumidores energia elétrica a preços menores do que os cobrados atualmente pela Companhia.

Esses consumidores, principalmente consumidores industriais, operam em diversos segmentos, incluindo os químicos, minerais não ferrosos, alimentos, bebidas e papéis. Em 30 de junho de 2005 havia, na área de concessão da Emissora, 2 Consumidores Livres, 1 Parcialmente Livre e 8 Consumidores Potencialmente Livres, os quais podem optar por comprar a parcela de energia elétrica de outro fornecedor. Neste caso, esses consumidores pagarão pelo uso do sistema de distribuição da Emissora, por meio do pagamento da tarifa de uso de seu sistema de distribuição (“TUSD”), e que representam 45 MW médios e 13,19% do seu mercado total.

Além disso, a Emissora pode perder consumidores na faixa de demanda entre 500 kW e 3000 kW. Esses consumidores podem optar por obter suprimento de fontes alternativas tais como energia eólica, PCHs e biomassa, com direito a descontos nas tarifas de transmissão e distribuição de pelo menos 50%.

A perda de clientes para outros fornecedores que atendam a Consumidores Livres na área de concessão da Emissora pode afetar adversamente sua participação de mercado, e, conseqüentemente, sua situação econômico-financeira.

Não obstante a redução da receita da Emissora com a eventual migração dos Consumidores Potencialmente Livres para o mercado livre, a Emissora continuará a receber desses consumidores a TUSD, independentemente de quem lhes vendam energia elétrica, razão pela qual tal risco não é relevante para a Emissora conquanto que as tarifas de uso da rede de distribuição sejam fixadas pela ANEEL de forma a assegurar uma boa remuneração às distribuidoras. Todavia, o risco de perda dos Consumidores Potencialmente Livres pode também ser agravado caso esses consumidores tornem-se auto-produtores de energia elétrica, com a instalação da fonte de geração dentro de sua área privada, hipótese na qual a Emissora, além de perder a receita decorrente do fornecimento de energia elétrica a esses consumidores, também perderia a receita decorrente da TUSD.

Períodos de escassez de energia elétrica podem afetar o custo da energia elétrica e os preços que a Emissora pode cobrar dos seus clientes.

Devido à dependência do setor de energia elétrica de variáveis naturais e sazonais, como os níveis de chuva e de água, a deterioração dessas condições pode afetar severamente a geração de energia elétrica no País.

Em 2001, o Brasil sofreu severa redução de geração de energia elétrica. A crise deveu-se em grande parte à falta de investimento em geração e transmissão de energia e à situação de seca na maior parte do país, que fizeram com que os níveis de água nas usinas hidrelétricas caíssem para menos de um terço da sua capacidade.

A fim de evitar a possibilidade de blecautes, em 2001 o Governo Federal baixou medidas destinadas à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil em 20% em média e instituiu sobretaxas para os que não atingissem suas quotas de redução e recompensas para os que o fizessem. O governo brasileiro também determinou que as empresas de distribuição de energia localizadas nas regiões afetadas do país restringissem o fornecimento de energia a seus consumidores. As restrições perduraram até 28 de fevereiro de 2002.

No futuro, o governo brasileiro pode adotar novas medidas para reduzir o consumo de energia se a capacidade de geração no Brasil não aumentar para suprir o crescimento da demanda. Tais medidas, se adotadas no futuro, incluindo redução do consumo de energia elétrica dos clientes da Emissora, podem ter efeito adverso relevante sobre as condições financeiras e os resultados de operações da Emissora. Além disso, a escassez de energia elétrica pode provocar volatilidade de preços se o processo de estocagem de água não for suficientemente adequado ao crescimento da demanda, ou os investimentos em geração não acompanharem adequadamente crescimento de demanda, o que também pode afetar negativamente os resultados da Emissora.

A Emissora pode ser forçada a comprar energia no mercado de curto prazo para atender a demanda dos consumidores e o preço de compra de energia no mercado de curto prazo pode ser substancialmente maior que o preço da energia sob os contratos de compra de energia de longo prazo da Emissora.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia, devem contratar, por meio de licitações públicas conduzidas pela ANEEL, a totalidade de sua demanda de energia elétrica projetada para as respectivas áreas de concessão, em um período de cinco anos antes do efetivo fornecimento dessa energia. Sempre que as projeções iniciais ficarem aquém da demanda do mercado, e após leilões de ajuste e do mecanismo de compensação de sobras e déficits entre as distribuidoras, a Emissora poderá ser obrigada a cobrir a diferença contratando energia no mercado de curto prazo. A Emissora não pode assegurar que suas projeções iniciais da demanda de energia em sua área de concessão de distribuição serão precisas e exatas e, se não o forem, poderá pagar preços significativamente mais altos no mercado de curto prazo para satisfazer suas obrigações de distribuição de energia elétrica e sofrer certas penalidades impostas pela ANEEL. Tal situação poderá impactar negativamente a situação econômico-financeira da Companhia.

Além disso, a eventual perda de Consumidores Potencialmente Livres acarretará uma sobra de energia elétrica contratada para a Companhia, provocando impacto em seu fluxo de caixa, até que a ANEEL regule a forma de devolução dessa energia elétrica pelas concessionárias distribuidoras.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico obrigará a Emissora a mudar a forma como compra a sua energia, o que pode afetar adversamente a sua lucratividade e os seus fluxos de caixa.

O mercado consumidor da Emissora é atendido, hoje, parte por Contratos Iniciais, vigentes até dezembro de 2005, parte por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica firmados com suas partes relacionadas. Sob a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico a Emissora terá que adquirir energia somente por meio de processo de licitação promovido no ACR da CCEE, sendo vedadas novas compras de energia elétrica diretamente de partes relacionadas, o chamado *self dealing*.

Com a redução compulsória dos Contratos Iniciais e com a impossibilidade de realizar o *self dealing*, as distribuidoras serão obrigadas a comprar energia no mercado regulado, podendo, eventualmente, adquiri-la por preço superior ao praticado por suas partes relacionadas ou aos preços dos Contratos Iniciais, o que poderá afetar negativamente a estrutura de custos das empresas distribuidoras, inclusive a da Emissora.

A extinção do Contrato de Concessão pelo Poder Concedente poderá impedir a realização do valor integral de determinados ativos e causar a perda de lucros futuros sem uma indenização suficiente para fazer frente aos seus compromissos.

Nos termos da Lei de Concessões, a concessão está sujeita à extinção antecipada em determinadas circunstâncias, quais sejam: encampação, caducidade, rescisão amigável ou judicial e anulação do Contrato de Concessão e falência ou extinção da concessionária, bem como existe previsão de indenização e intervenção em situações descritas nos contratos de concessões. Ocorrendo a extinção da concessão, o então concessionário não terá direito a qualquer parcela do serviço ou dos poderes que se encontravam sob sua gestão no curso do Contrato de Concessão. Os ativos vinculados à concessão serão revertidos ao Poder Concedente. Apesar da Emissora ter o direito ao valor desses ativos que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados de acordo com os termos do Contrato de Concessão, em caso de extinção antecipada, não se pode assegurar que esse valor será suficiente para compensar a perda de lucro futuro. Se a ANEEL extinguir o Contrato de Concessão com base no inadimplemento por parte da Companhia, o valor da indenização pode ser reduzido a até zero, pela imposição de multas ou outras penalidades.

A extinção antecipada do Contrato de Concessão, assim como a imposição de penalidades à Emissora associadas a tal extinção, poderão gerar significativos impactos nos seus resultados e afetar sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras.

A Companhia pode ser penalizada pela ANEEL pelo não atendimento das obrigações contidas no Contrato de Concessão, o que pode acarretar multas e outras penalidades e, dependendo da gravidade do inadimplemento, a caducidade da concessão.

As atividades de distribuição da Companhia são conduzidas em conformidade com o Contrato de Concessão. O órgão regulador poderá impor penalidades à Companhia caso ela deixe de cumprir com qualquer disposição contida no referido contrato. Dependendo da extensão da gravidade da não conformidade, as penalidades aplicáveis incluem:

- advertências;
- multas por infração, limitadas a 2% da receita da concessionária no exercício encerrado imediatamente antes da data da respectiva infração;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária de participação em processos licitatórios tendo por objeto novas concessões;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária inadimplente; e
- caducidade da concessão.

A imposição de penalidades à Companhia pela ANEEL pode afetar de maneira adversa a situação financeira e o resultado operacional da Companhia e até comprometer a continuidade de suas atividades.

O projeto de Reforma das Agências Reguladoras em tramitação no Congresso Nacional pode afetar a competência da ANEEL.

Há projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das Agências Reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as Agências e os Ministérios a que estiverem vinculadas, e, também, (ii) de ouvidoria nas Agências, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da Agência, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República.

Caso a mencionada lei entre em vigor, as medidas dela decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o Poder Concedente, por outro lado, sobretudo o MME – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a COSERN.

Ingerência do Tribunal de Contas da União Federal nos procedimentos adotados pela ANEEL poderão causar insegurança jurídica aos administrados.

O Tribunal de Contas da União (“TCU”) acompanhou e fiscalizou o procedimento de revisão tarifária de algumas empresas do setor elétrico, conduzido pela ANEEL no ano de 2003, e proferiu acórdãos nos processos referentes às empresas Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A., Light Serviços de Eletricidade S.A. e Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig, nos quais elaborou diversas considerações, críticas e determinações à ANEEL, referentes à metodologia da revisão.

O TCU encaminhou à ANEEL solicitação para revisão da metodologia de cálculo da revisão tarifária periódica das empresas do setor elétrico, por entender que ela considera o benefício fiscal do juro sobre o capital próprio na formação da tarifa, e que, dessa forma, o índice de revisão tarifária concedido deveria ter sido menor.

A ANEEL contratou os serviços da Fundação Universitária Brasília para avaliar a metodologia, no intuito de questionar a posição do TCU. Nesse mesmo sentido, a ABRADÉE apresentou memoriais ao MME, alegando, em síntese, que o TCU, órgão integrante do Poder Legislativo Federal, não tem competência para fiscalizar a ação da ANEEL neste âmbito específico, tampouco para emitir comandos ou juízos críticos relativos à metodologia adotada.

O desfecho dessa pendência não é esperado para breve, mas, na hipótese de ser desfavorável à ANEEL, as empresas distribuidoras de energia elétrica poderão sofrer impacto financeiro negativo.

Os equipamentos, instalações e operações da Emissora estão sujeitos a vários regulamentos ambientais e de saúde que podem se tornar mais rígidos no futuro e resultar em maiores obrigações e maiores investimentos de capital.

As atividades de distribuição estão sujeitas a abrangente legislação federal e estadual e à supervisão pelas agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas coercitivas contra a Companhia por inobservância de seus regulamentos. Tais medidas podem incluir, entre outras, a imposição de multas e revogação de licenças. Regulamentos ambientais e de saúde mais rigorosos podem forçar a Emissora a destinar investimentos de capital para o seu atendimento e, em consequência, alterar a destinação de recursos de investimentos planejados. Tais alterações poderiam ter efeito adverso relevante sobre a condição financeira e sobre os resultados das operações da Emissora.

Além disso, a inobservância, pela Emissora, das leis, regulamentos e termos de ajustamento de conduta ambientais pode acarretar, além da obrigação de reparação de danos que eventualmente sejam causados, a aplicação de sanções de natureza penal e administrativa, podendo também incluir a perda ou restrição de incentivos fiscais e o cancelamento e a suspensão de linhas de financiamento de estabelecimentos oficiais de crédito, bem como a proibição de contratar com o poder público, podendo ter impacto negativo nas receitas da Emissora ou, ainda, inviabilizar a captação de recursos junto ao mercado financeiro.

Sem prejuízo do disposto acima, a inobservância pela Emissora das leis, regulamentos, termos de ajustamento de conduta ou acordos judiciais poderá causar impacto adverso relevante na imagem, na receita e no resultado da Emissora e de suas controladas, coligadas e controladora.

Riscos Relacionados às Atividades da Emissora

O não atendimento, pela Emissora, de obrigações assumidas por meio de contratos financeiros podem acarretar o vencimento antecipado de suas dívidas.

Alguns contratos financeiros estabelecem diversas obrigações de manutenção de índices de endividamento, capitalização e cobertura da dívida. Não há como garantir que a Companhia atingirá todos os índices contratados no futuro, o que poderá gerar o vencimento antecipado de suas dívidas e, igualmente, afetar, de forma substancial e negativa, a condição financeira da Emissora.

A Companhia atua num setor sujeito à redução de resultado em decorrência do aumento nos atrasos e inadimplência de seus clientes.

Em 30 de junho de 2005, o saldo total das faturas de consumo de energia elétrica vencidas e não pagas pelos clientes da Emissora era de aproximadamente R\$ 69.358 mil ou 106,90% em relação ao faturamento médio dos 12 últimos meses anteriores a tal data, dos quais R\$ 27.257 mil encontravam-se vencidos há mais de 90 dias. Do total dos valores vencidos e não pagos em 30 de junho de 2005, 71,42% referiam-se ao setor privado e 28,58% ao setor público.

Não obstante os esforços expendidos na adoção de programas de incentivo ao pagamento pontual das faturas de consumo de energia elétrica, a Emissora não pode assegurar que conseguirá implementar todas as medidas necessárias à redução do inadimplemento, nem tampouco que tais medidas garantiriam a redução da inadimplência. A manutenção ou aumento dos índices de inadimplência pode afetar o resultado da Emissora.

A Emissora é parte em diversos processos administrativos e judiciais que, caso decididos contrariamente à Emissora, podem ter um impacto negativo em seus resultados e condição financeira.

Atualmente, a Emissora é parte em diversos processos administrativos e judiciais, de natureza cível, previdenciária, trabalhista e fiscal, decorrentes do exercício regular de suas atividades. Em 30 de junho de 2005, as provisões da Emissora para tais contingências totalizavam cerca de R\$ 27.213.495,85. Caso o valor total dessas provisões não seja suficiente para fazer frente às contingências que se tornem exigíveis, os resultados da Emissora podem ser afetados negativamente, além de poder resultar em impacto material adverso nos negócios e na capacidade de geração de caixa da Emissora.

O não atendimento do padrão de serviços estabelecido pela ANEEL poderá sujeitar a Emissora a penalidades.

Os indicadores técnicos relativos a padrões de serviços e atendimento que devem ser observados pela Emissora constantes dos Contratos de Concessão e fixados pela ANEEL são objeto de constante aperfeiçoamento, nos períodos de adaptação, transição e finalmente aplicação desses indicadores. Caso a Emissora não atenda aos padrões estabelecidos, estará sujeita a penalidades que vão desde advertência ou multa pecuniária até caducidade da respectiva concessão, nos casos de reincidência continuada no descumprimento dos indicadores. Ademais, o completo atendimento desses padrões de serviços é requisito essencial para a renovação das concessões nos termos da Lei de Concessões. Caso a Companhia viole os indicadores de qualidade para ela estabelecidos e venha a sofrer reincidentes penalidades, a sua condição financeira e os seus resultados poderão ser adversamente afetados.

Os seguros que a Companhia mantém podem não prover a cobertura completa dos riscos a que está sujeita em razão da sua responsabilidade objetiva.

A Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por danos diretos e indiretos decorrentes da prestação de serviços de distribuição de energia elétrica, tais como interrupções abruptas no suprimento e variações de voltagem. Em linhas gerais isso significa que basta a demonstração do dano, ou seja, independe da comprovação de culpa dos agentes. Além disso, a Companhia pode ser responsabilizada por até 100% das perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios que não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. 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.

Além disso, de uma forma geral, os seguros da Companhia são contratados de acordo com as políticas adotadas pelo Grupo Neoenergia. A Companhia não pode garantir que os seguros contratados para os próximos anos manterão o mesmo nível de cobertura atual. Assim, na hipótese das políticas de administração de risco adotadas pelo Grupo Neoenergia no futuro orientarem a Companhia para contratação de seguros em níveis inferiores aos atuais, é possível que a ocorrência de danos ou prejuízos a serem custeados a partir de tais seguros impacte adversamente o fluxo de caixa e os resultados da Companhia.

Para informações sobre os seguros da Companhia ver seção “Atividades da Emissora – Seguros” deste Prospecto.

Os equipamentos, instalações e operações da Emissora estão sujeitos à regulamentação ambiental que poderá tornar-se mais rigorosa no futuro, podendo acarretar aumento de responsabilidade e aumento de despesa de capital.

As atividades e instalações da Emissora estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Leis ou regulamentos adicionais mais rigorosos poderão ser aprovados e a aplicação, assim como a interpretação da legislação vigente, poderá tornar-se mais severa. Além disso, os órgãos ambientais poderão fazer exigências adicionais com relação às operações da Emissora, obrigando a Companhia a despender recursos em investimentos relacionados a questões ambientais, aumentando, assim, as despesas e, conseqüentemente, reduzindo o resultado da Emissora.

Riscos Relacionados à Oferta

Modificação dos Termos da Oferta

Mediante manifestação da Emissora e a critério da Instituição Intermediária Líder e das demais instituições intermediárias da distribuição das Debêntures, na hipótese de, durante o período de distribuição, ocorrer alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro da Emissão perante a CVM, ou que o fundamentem, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Emissora e inerentes à própria Emissão, os termos da presente Emissão poderão ser alterados, mediante prévia autorização da CVM.

Em caso de eventual modificação dos termos da Emissão, não há garantia de que as novas condições estabelecidas sejam mais favoráveis aos Debenturistas ou que os prejudiquem, sendo-lhes preservado, no entanto, o direito de não manter a titularidade das Debêntures e à restituição integral dos valores dados em contrapartida à subscrição das Debêntures, na forma e condições previstas neste prospecto.

Ainda, nos termos do Contrato de Distribuição, caso a CVM não autorize a modificação dos termos da Emissão, ocorrerá a rescisão do referido contrato, o que importará, nos termos da legislação em vigor, no cancelamento do registro da Emissão.

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

Caso ocorra a declaração do vencimento antecipado das Debêntures, todas as obrigações objeto da Escritura de Emissão deverão ser declaradas antecipadamente vencidas e o imediato pagamento, pela Emissora do saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*. Neste caso, a Emissora poderá ter dificuldades em obter recursos financeiros suficientes para realizar o pagamento das Debêntures.

Nem todos os bens e ativos da Emissora 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, cujo valor residual em 30 de junho de 2005 era de aproximadamente R\$ 323.272.122,23, correspondente a 27,08% do seu ativo total, não podem ser utilizados para realizar o pagamento das Debêntures, devendo ser revertidos ao Poder Concedente ao final do prazo de concessão. Assim, na hipótese de a Companhia não cumprir suas obrigações relativas às Debêntures, parcela significativa de seus bens e ativos não poderão ser objeto de execução para satisfação dessas obrigações.

Súmula 176 do Superior Tribunal de Justiça

O Superior Tribunal de Justiça editou a Súmula nº 176, declarando ser “nula a cláusula contratual que sujeita o devedor à taxa de juros divulgada pela ANBID/CETIP”. As Debêntures serão remuneradas com referência à taxa paga aos Depósitos Interbancários – DI, divulgada diariamente 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.

Eventual rebaixamento na classificação de risco da Oferta poderá acarretar redução de liquidez das Debêntures para negociação no mercado secundário.

Para se realizar uma classificação de risco (*rating*), certos fatores relativos à Emissora são levados em consideração, tais como sua condição financeira, administração e desempenho. São analisadas, também, características das Ofertas e das Debêntures, assim como as obrigações assumidas pela Emissora e os fatores político-econômicos que podem afetar a condição financeira da Emissora. Dessa forma, as avaliações representam uma opinião quanto às condições da Emissora de honrar seus compromissos financeiros, tais como pagamento do principal e juros no prazo estipulado. Um eventual rebaixamento em classificações de risco obtidas com relação à Oferta durante a vigência das Debêntures poderá afetar negativamente o preço desses valores mobiliários e sua negociação no mercado secundário.

Adicionalmente, alguns dos principais investidores que adquirem valores mobiliários por meio de ofertas públicas no Brasil (tais como entidades de previdência complementar) estão sujeitos a regulamentações específicas que condicionam seus investimentos em valores mobiliários a determinadas classificações de risco. Assim, o rebaixamento de classificações de risco obtidas com relação às Debêntures pode obrigar esses investidores a alienar suas Debêntures no mercado secundário, podendo vir a afetar negativamente o preço dessas Debêntures e sua negociação no mercado secundário.

A baixa liquidez do mercado secundário brasileiro para negociação de debêntures poderá dificultar a venda das Debêntures.

O mercado secundário existente no Brasil para negociação de debêntures apresenta historicamente baixa liquidez, e não há nenhuma garantia de que existirá no futuro um mercado para negociação das Debêntures que permita aos seus subscritores sua alienação caso estes assim decidam. Dessa forma, os titulares de Debêntures podem ter dificuldade em realizar a venda das Debêntures no mercado secundário.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos obtidos por meio da Emissão serão utilizados para (i) o resgate antecipado das debêntures da 2ª emissão da Companhia, no montante de aproximadamente R\$ 120.000.000,00, e (ii) o resgate antecipado de operações financeiras da Emissora, no montante de aproximadamente R\$ 59.000.000,00.

A tabela abaixo apresenta as principais características de tais financiamentos a serem pagos com os recursos captados com a realização da Oferta, em 30 de junho de 2005.

Valores em 30 de junho de 2005, expressos em milhares							
Credor	Valor contratado (dólar)	Valor contratado (reais)	Data de assinatura	Saldo Devedor Total	juros	Períodicidade de pagamento de juros	Vencimento
UNIBANCO	-	18.000	02/08/04	19.503	CDI + 2,05% aa	vencimento	16/01/08
UNIBANCO	-	25.000	29/09/04	26.350	CDI + 2,60% aa	semestral	17/09/07
ITAÚ/BBA	-	35.000	14/10/04	40.039	CDI + 2,16% aa	vencimento	01/10/07
DEBÊNTURES *	-	120.000	01/06/04	122.065	CDI + 2,5% aa	trimestral	01/06/08

* DEBÊNTURES (SANTANDER, ITAÚ/BBA, BANCO DO BRASIL E BRADESCO)

Os financiamentos acima têm como finalidade a reestruturação de dívidas da Companhia.

O impacto da Oferta na situação patrimonial e nos resultados da Emissora é apresentado na seção “Capitalização” deste Prospecto.

CAPITALIZAÇÃO

A tabela a seguir exibe o endividamento da Emissora e sua capitalização total nos períodos encerrados em 31 de dezembro de 2004 e 30 de junho de 2005, conforme ajustado para descrever o efeito pro forma da emissão e venda das Debêntures:

	31 dezembro de 2004	% em relação ao ativo total	30 junho de 2005	% em relação ao ativo total	30 junho de 2005	% em relação ao ativo total
	(em R\$ mil)		(em R\$ mil)		(em R\$ mil) (ajustada)	
Disponibilidades e aplicações financeiras	3.820	0,44%	27.557	3,19%	27.557	3,11%
Endividamento de curto prazo:						
Denominado em reais	66.144	7,69%	37.100	4,30%	37.100	4,19%
Denominado em moeda estrangeira	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Operações com Swap	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Debêntures	8.760	1,02%	22.465	2,60%	-	0,00%
Entidades de Previdência Privada	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Total do endividamento de curto prazo	74.904	8,70%	59.565	6,90%	37.100	4,19%
Endividamento de longo prazo:						
Denominado em reais	250.766	29,14%	282.890	32,75%	225.955	25,50%
Denominado em moeda estrangeira	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Operações com Swap	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Debêntures 1ª Emissão	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Debêntures 2ª Emissão	113.200	13,15%	99.600	11,53%	-	0,00%
Debêntures 3ª Emissão	-	0,00%	-	0,00%	179.000	20,20%
Controladora	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Entidades de Previdência Privada	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Total do endividamento de longo prazo	363.966	42,29%	382.490	44,28%	404.955	45,69%
Patrimônio líquido:						
Capital social realizado	140.413	16,32%	140.413	16,26%	179.787	20,29%
Reservas de capital	230.155	26,74%	234.349	27,13%	194.975	22,00%
Reservas de lucros	13.228	1,54%	55.109	6,38%	55.109	6,22%
Reserva de Reavaliação	-	0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Lucros acumulados	112.873	13,12%	51.426	5,95%	51.426	5,80%
Total do patrimônio líquido	496.669	57,71%	481.297	55,72%	481.297	54,31%
Capitalização total(endividamento de longo prazo e patrimônio líquido)	860.635	100,00%	863.787	100,00%	886.252	100,00%

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

4. SITUAÇÃO FINANCEIRA E INFORMAÇÕES SOBRE A EMISSORA

- **Informações Financeiras Seleccionadas**
- **Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e os Resultados Operacionais da Emissora**
- **Visão Geral do Setor de Energia Elétrica**
- **Panorama do Estado do Rio Grande do Norte**
- **Histórico da Emissora**
- **Estrutura Organizacional e Principais Acionistas**
- **Atividades da Emissora**
- **Propriedades, Plantas e Equipamentos**
- **Recursos Humanos**
- **Descrição do Capital Social e Dividendos**
- **Administração**
- **Informações Sobre Títulos e Valores Mobiliários Emitidos pela Companhia**
- **Contingências Judiciais e Administrativas**
- **Operações com Partes Relacionadas**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

O potencial investidor deve ler esta seção juntamente com as Demonstrações Financeiras da Emissora, que seguem anexas a este Prospecto, e com todas as demais informações que estão descritas neste Prospecto, antes de tomar uma decisão de investimento nas Debêntures.

Os quadros a seguir exibem informações financeiras da Emissora. Essas informações originaram-se das demonstrações financeiras não consolidadas da Emissora relacionadas aos respectivos períodos indicados, elaboradas de acordo com a legislação societária. As demonstrações financeiras dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004 e em 30 de junho de 2004 foram auditadas e revisadas e as informações do período encerrado em 30 de junho de 2005 foram revisadas pelos Auditores Independentes. As informações ora apresentadas deverão ser analisadas no contexto das demonstrações financeiras da Emissora, que são parte integrante do presente Prospecto.

(em R\$ mil)					
Balanco Patrimonial	30 de junho de				
	2005	(%)	2004	(%)	Var. 05/04 (%)
Ativo					
<i>Circulante</i>	300.843	25,20	250.370	21,71	20,16
Disponibilidades	27.557	2,31	7.702	0,67	257,79
Créditos	272.744	22,85	242.078	20,99	12,67
Consumidores	145.316	12,17	148.877	12,91	(2,39)
Ativos Tarifários	50.430	4,22	49.025	4,25	2,87
Créditos Fiscais	23.870	2,00	20.984	1,82	13,75
Benefício Fiscal – ágio incorporado	9.982	0,84	10.155	0,88	(1,70)
Outros	43.146	3,61	13.037	1,13	230,95
Estoques	542	0,05	590	0,05	(8,14)
Outros	-	-	-	-	0,00
<i>Realizável a Longo Prazo</i>	568.818	47,65	580.728	50,35	(2,05)
Créditos Diversos	568.818	47,65	580.728	50,35	(2,05)
Consumidores	20.283	1,70	17.659	1,53	14,86
Ativos Tarifários	149.656	12,54	161.454	14,00	(7,31)
Créditos Fiscais	41.176	3,45	66.377	5,75	(37,97)
Benefício Fiscal – ágio incorporado	154.186	12,92	164.168	14,23	(6,08)
Outros	203.517	17,05	171.070	14,83	18,97
Créditos com Pessoas Ligadas	-	0,00	-	0,00	0,00
Outros	-	0,00	-	0,00	0,00
<i>Permanente</i>	324.052	27,15	322.391	27,95	0,52
Investimentos	780	0,07	10	0,00	7.700,00
Imobilizado	323.272	27,08	322.381	27,95	0,28
Diferido	-	0,00	-	0,00	0,00
					0,00
Total Ativo	1.193.713	100,00	1.153.489	100,00	3,49

(em R\$ mil)

Balço Patrimonial	30 de junho de				
	2005	(%)	2004	(%)	Var. 05/04 (%)
Passivo					
<i>Circulante</i>	237.362	19,88	391.993	33,98	(39,45)
Empréstimos e Financiamentos	37.100	3,11	266.482	23,10	(86,08)
Debêntures	22.465	1,88	-	0,00	0,00
Fornecedores	41.432	3,47	38.029	3,30	8,95
Impostos, Taxas e Contribuições	34.832	2,92	39.879	3,46	(12,66)
Dividendos a Pagar	47.195	3,95	148	0,01	31.788,51
Provisões	13.535	1,13	18.400	1,60	(26,44)
Dívida com Pessoas Ligadas	-	0,00	-	0,00	0,00
Outros	40.803	3,42	29.055	2,52	40,43
<i>Exigível a Longo Prazo</i>	475.054	39,80	276.101	23,94	72,06
Empréstimos e Financiamentos	282.890	23,70	171.929	14,91	64,54
Debêntures	99.600	8,34	-	0,00	0,00
Provisões	13.678	1,15	14.196	1,23	(3,65)
Dívidas com Pessoas Ligadas	784	0,07	712	0,06	10,11
Outros	78.102	6,54	89.264	7,74	(12,50)
Total Passivo	712.416	59,68	668.094	57,92	6,63
Patrimônio Líquido					
Capital Social Realizado	140.413	11,76	140.413	12,17	0,00
Reservas de Capital	234.349	19,63	232.049	20,12	0,99
Reservas de Lucro	55.110	4,62	49.466	4,29	11,41
Lucro Líquido do Período	51.425	4,31	63.467	5,50	(18,97)
Total Patrimônio Líquido	481.297	40,32	485.395	42,08	(0,84)
Total Passivo + Patrimônio Líquido	1.193.713	100,00	1.153.489	100,00	3,49

(em R\$ mil)

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Descrição	Em 30 de junho de				
	2005	(%)	2004	(%)	Var. 05/04 (%)
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	417.439	138,36	356.752	140,89	17,01
Deduções da Receita Bruta	(115.742)	(38,36)	(103.540)	(40,89)	11,78
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	301.697	100,00	253.212	100,00	19,15
<i>Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos</i>	<i>(183.221)</i>	<i>(60,73)</i>	<i>(155.630)</i>	<i>(61,46)</i>	<i>17,73</i>
Resultado Bruto	118.476	39,27	97.582	38,54	21,41
Despesas/Receitas Operacionais	(38.636)	(12,81)	(367)	(0,14)	10.427,52
Com Vendas	(16.182)	(5,36)	15.873	6,27	(201,95)
Gerais e Administrativas	(19.916)	(6,60)	(16.385)	(6,47)	21,55
Resultado Financeiro	(2.538)	(0,84)	145	0,06	(1.850,34)
Resultado Operacional	79.840	26,46	97.215	38,39	(17,87)
Resultado Não Operacional	(774)	(0,26)	(724)	(0,29)	6,91
Resultado Antes Tributação/Participações	79.066	26,21	96.491	38,11	(18,06)
Provisão para IR e Contribuição Social	(11.955)	(3,96)	(10.948)	(4,32)	9,20
IR Diferido	(15.686)	(5,20)	(22.076)	(8,72)	(28,95)
Lucro/Prejuízo do Exercício	51.425	17,05	63.467	25,06	(18,97)

(em R\$ mil)

Balço Patrimonial	31 de dezembro de							
	2004	(%)	2003	(%)	2002	(%)	Var. 04/03 (%)	Var. 03/02 (%)
Ativo								
<i>Circulante</i>	275.700	23,79	253.474	20,56	345.621	26,20	8,77	(26,66)
Disponibilidades	3.820	0,33	8.011	0,65	7.002	0,53	(52,32)	14,41
Créditos	271.149	23,40	244.747	19,85	337.749	25,60	10,79	(27,54)
Consumidores	146.124	12,61	152.998	12,41	194.154	14,72	(4,49)	(21,20)
Ativos Tarifários	56.694	4,89	34.963	2,84	37.233	2,82	62,15	(6,10)
Créditos Fiscais	31.545	2,72	26.253	2,13	58.373	4,43	20,16	(55,03)
Benefício Fiscal – ágio	10.100	0,87	10.210	0,83	10.124	0,77	(1,08)	0,85
Outros	26.686	2,30	20.323	1,65	37.865	2,87	31,31	(46,33)
Estoques	731	0,06	716	0,06	870	0,07	2,09	(17,70)
Outros	-	0,00	-	0,00	-	0,00	0,00	0,00
<i>Realizável a Longo Prazo</i>	562.330	48,52	662.184	53,72	489.461	37,11	(15,08)	35,29
Créditos Diversos	562.330	48,52	534.890	43,39	489.461	37,11	5,13	9,28
Consumidores	17.474	1,51	18.890	1,53	38.355	2,91	(7,50)	(50,75)
Ativos Tarifários	147.828	12,76	169.672	13,76	155.607	11,80	(12,87)	9,04
Créditos Fiscais	43.579	3,76	78.941	6,40	66.853	5,07	(44,80)	18,08
Benefício Fiscal – ágio	159.117	13,73	169.218	13,73	179.428	13,60	(5,97)	(5,69)
Outros	194.332	16,77	98.169	7,96	49.218	3,73	97,96	99,46
Créditos com Pessoas Ligadas	-	0,00	127.294	10,33	-	0,00	(100,00)	-
Outros	-	0,00	-	0,00	-	0,00	0,00	0,00
<i>Permanente</i>	320.853	27,69	317.048	25,72	484.016	36,69	1,20	(34,50)
Investimentos	10	0,00	10	0,00	150.650	11,42	0,00	(99,99)
Imobilizado	320.843	27,69	317.038	25,72	311.504	23,61	1,20	1,78
Diferido	-	0,00	-	0,00	21.862	1,66	0,00	(100,00)
Total Ativo	1.158.883	100,00	1.232.706	100,00	1.319.098	100,00	(5,99)	(6,55)

Passivo

<i>Circulante</i>	272.300	23,50	447.924	36,34	368.547	27,94	(39,21)	21,54
Empréstimos e Financiamentos	60.846	5,25	254.758	20,67	171.424	13,00	(76,12)	48,61
Debêntures	8.760	0,76	-	0,00	19.711	1,49	-	(100,00)
Fornecedores	50.915	4,39	38.058	3,09	53.307	4,04	33,78	(28,61)
Impostos, Taxas e Contribuições	42.609	3,68	31.150	2,53	29.994	2,27	36,79	3,85
Dividendos a Pagar	69.921	6,03	58.157	4,72	38.276	2,90	20,23	51,94
Provisões	13.609	1,17	17.951	1,46	15.936	1,21	(24,19)	12,64
Dívida com Pessoas Ligadas	-	0,00	-	0,00	2.525	0,19	0,00	(100,00)
Outros	25.640	2,21	47.850	3,88	37.374	2,83	(46,42)	28,03
<i>Exigível a Longo Prazo</i>	460.905	39,77	283.773	23,02	454.538	34,46	62,42	(37,57)
Empréstimos e Financiamentos	250.766	21,64	179.889	14,59	330.706	25,07	39,40	(45,60)
Debêntures	113.200	9,77	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Provisões	14.317	1,24	14.153	1,15	18.682	1,42	1,16	(24,24)
Dívidas com Pessoas Ligadas	1.133	0,10	1.139	0,09	1.961	0,15	(0,53)	(41,92)
Outros	81.489	7,03	88.592	7,19	103.189	7,82	(8,02)	(14,15)

(em R\$ mil)

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Descrição	Em 31 de dezembro de							
	2004	(%)	2003	(%)	2002	(%)	Var. 04/03 (%)	Var. 03/02 (%)
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	748.048	137,58	609.925	130,45	554.245	126,10	22,65	10,05
Deduções da Receita Bruta	(204.331)	(37,58)	(142.368)	(30,45)	(114.707)	(26,10)	43,52	24,11
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	543.717	100,00	467.557	100,00	439.538	100,00	16,29	6,37
<i>Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos</i>	<i>(313.201)</i>	<i>(57,60)</i>	<i>(322.053)</i>	<i>(68,88)</i>	<i>(305.323)</i>	<i>(69,46)</i>	<i>(2,75)</i>	<i>5,48</i>
Resultado Bruto	230.516	42,40	145.504	31,12	134.215	30,54	58,43	8,41
Despesas/Receitas Operacionais	(119.499)	(21,98)	(81.995)	(17,54)	(85.190)	(19,38)	45,74	(3,75)
Com Vendas	(22.761)	(4,19)	(12.149)	(2,60)	(24.457)	(5,56)	87,35	(50,33)
Gerais e Administrativas	(36.757)	(6,76)	(38.390)	(8,21)	(41.387)	(9,42)	(4,25)	(7,24)
Resultado Financeiro	(14.981)	(2,76)	(15.185)	(3,25)	(19.346)	(4,40)	(1,34)	(21,51)
Juros sobre o Capital Próprio	(45.000)	(8,28)	(16.271)	(3,48)	-	0,00	176,57	0,00
Resultado Operacional	111.017	20,42	63.509	13,58	49.025	11,15	74,81	29,54
Resultado Não Operacional	(11.667)	(2,15)	(1.043)	(0,22)	(816)	(0,19)	1.018,60	27,82
Resultado Antes Tributação/Participações	99.350	18,27	62.466	13,36	48.209	10,97	59,05	29,57
Provisão para IR e CSLL	2.969	0,55	(7.675)	(1,64)	(6.674)	(1,52)	(138,68)	15,00
IR e Contribuição Social - Diferido	(34.446)	(6,34)	(13.237)	(2,83)	(10.830)	(2,46)	160,23	22,23
Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio	45.000	8,28	16.271	3,48	-	0,00	176,57	0,00
Lucro/Prejuízo do Exercício	112.873	20,76	57.825	12,37	30.705	6,99	95,20	88,32

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E OS RESULTADOS OPERACIONAIS DA EMISSORA

A análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado das operações a seguir deve ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto. As demonstrações financeiras constantes do presente Prospecto foram elaboradas em conformidade com as práticas contábeis emanadas da legislação societária brasileira e normas complementares editadas pela CVM, que não prevêem o reconhecimento dos efeitos inflacionários a partir de 1º de janeiro de 1996.

Informações Trimestrais – 2º Trimestre de 2005 e 2004

As principais contas que compõem os Balanços Patrimoniais levantados em 30 de junho de 2005 e 2004 e a Demonstração do Resultado da Emissora levantada em 30 de junho dos anos de 2005 e 2004 estão descritas a seguir:

(em R\$ mil)					
Balanco Patrimonial	30 de junho de				
	2005	(%)	2004	(%)	Var. 05/04 (%)
Ativo					
<i>Circulante</i>	300.843	25,20	250.370	21,71	20,16
Disponibilidades	27.557	2,31	7.702	0,67	257,79
Créditos	272.744	22,85	242.078	20,99	12,67
Consumidores	145.316	12,17	148.877	12,91	(2,39)
Ativos Tarifários	50.430	4,22	49.025	4,25	2,87
Créditos Fiscais	23.870	2,00	20.984	1,82	13,75
Benefício Fiscal – ágio incorporado	9.982	0,84	10.155	0,88	(1,70)
Outros	43.146	3,61	13.037	1,13	230,95
Estoques	542	0,05	590	0,05	(8,14)
Outros	-	-	-	-	0,00
<i>Realizável a Longo Prazo</i>	568.818	47,65	580.728	50,35	(2,05)
Créditos Diversos	568.818	47,65	580.728	50,35	(2,05)
Consumidores	20.283	1,70	17.659	1,53	14,86
Ativos Tarifários	149.656	12,54	161.454	14,00	(7,31)
Créditos Fiscais	41.176	3,45	66.377	5,75	(37,97)
Benefício Fiscal – ágio incorporado	154.186	12,92	164.168	14,23	(6,08)
Outros	203.517	17,05	171.070	14,83	18,97
Créditos com Pessoas Ligadas	-	0,00	-	0,00	0,00
Outros	-	0,00	-	0,00	0,00
<i>Permanente</i>	324.052	27,15	322.391	27,95	0,52
Investimentos	780	0,07	10	0,00	7.700,00
Imobilizado	323.272	27,08	322.381	27,95	0,28
Diferido	-	0,00	-	0,00	0,00
					0,00
Total Ativo	1.193.713	100,00	1.153.489	100,00	3,49

(em R\$ mil)

Balço Patrimonial	30 de junho de				
	2005	(%)	2004	(%)	Var. 05/04 (%)
Passivo					
<i>Circulante</i>	237.362	19,88	391.993	33,98	(39,45)
Empréstimos e Financiamentos	37.100	3,11	266.482	23,10	(86,08)
Debêntures	22.465	1,88	-	0,00	0,00
Fornecedores	41.432	3,47	38.029	3,30	8,95
Impostos, Taxas e Contribuições	34.832	2,92	39.879	3,46	(12,66)
Dividendos a Pagar	47.195	3,95	148	0,01	31.788,51
Provisões	13.535	1,13	18.400	1,60	(26,44)
Dívida com Pessoas Ligadas	-	0,00	-	0,00	0,00
Outros	40.803	3,42	29.055	2,52	40,43
<i>Exigível a Longo Prazo</i>	475.054	39,80	276.101	23,94	72,06
Empréstimos e Financiamentos	282.890	23,70	171.929	14,91	64,54
Debêntures	99.600	8,34	-	0,00	0,00
Provisões	13.678	1,15	14.196	1,23	(3,65)
Dívidas com Pessoas Ligadas	784	0,07	712	0,06	10,11
Outros	78.102	6,54	89.264	7,74	(12,50)
Total Passivo	712.416	59,68	668.094	57,92	6,63
Patrimônio Líquido					
Capital Social Realizado	140.413	11,76	140.413	12,17	0,00
Reservas de Capital	234.349	19,63	232.049	20,12	0,99
Reservas de Lucro	55.110	4,62	49.466	4,29	11,41
Lucro Líquido do Período	51.425	4,31	63.467	5,50	(18,97)
Total Patrimônio Líquido	481.297	40,32	485.395	42,08	(0,84)
Total Passivo + Patrimônio Líquido	1.193.713	100,00	1.153.489	100,00	3,49

(em R\$ mil)

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Descrição	Em 30 de junho de				
	2005	(%)	2004	(%)	Var. 05/04 (%)
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	417.439	138,36	356.752	140,89	17,01
Deduções da Receita Bruta	(115.742)	(38,36)	(103.540)	(40,89)	11,78
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	301.697	100,00	253.212	100,00	19,15
Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(183.221)	(60,73)	(155.630)	(61,46)	17,73
Resultado Bruto	118.476	39,27	97.582	38,54	21,41
Despesas/Receitas Operacionais	(38.636)	(12,81)	(367)	(0,14)	10.427,52
Com Vendas	(16.182)	(5,36)	15.873	6,27	(201,95)
Gerais e Administrativas	(19.916)	(6,60)	(16.385)	(6,47)	21,55
Resultado Financeiro	(2.538)	(0,84)	145	0,06	(1.850,34)
Resultado Operacional	79.840	26,46	97.215	38,39	(17,87)
Resultado Não Operacional	(774)	(0,26)	(724)	(0,29)	6,91
Resultado Antes Tributação/Participações	79.066	26,21	96.491	38,11	(18,06)
Provisão para IR e Contribuição Social	(11.955)	(3,96)	(10.948)	(4,32)	9,20
IR Diferido	(15.686)	(5,20)	(22.076)	(8,72)	(28,95)
Lucro/Prejuízo do Exercício	51.425	17,05	63.467	25,06	(18,97)

Comparação das Informações Trimestrais dos Períodos Encerrados em 30 de junho de 2005 e 2004

BALANÇO PATRIMONIAL

Ativo

Circulante

Este grupo de contas registrou em 30 de junho de 2005 um aumento de 20,16%, equivalente a R\$ 50.473 mil, em relação aos valores apurados em junho de 2004. Contribuíram para esse fato os seguintes fatores:

- Incremento de R\$ 19.855 mil nas disponibilidades;
- Redução da provisão para créditos de liquidação duvidosa que passou de R\$ 24.368 mil em junho de 2004 para R\$ 20.502 em junho de 2005;
- Incremento de R\$ 22.195 mil em outros créditos decorrente principalmente da constituição de ativo regulatório referente a majoração de alíquotas do PIS e COFINS;
- Incremento de 356 %, equivalente a R\$ 7.520 mil, no Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos que passou de R\$ 2.112 mil em junho de 2004 para R\$ 9.632 mil.

Realizável a Longo Prazo

Este grupo de contas registrou uma redução 2,05% em 30 de junho de 2005, equivalente a R\$ 11.910 mil, em comparação a junho de 2004, devido principalmente a recuperação de impostos diferidos no período.

Permanente

No primeiro semestre de 2005, este grupo não apresentou variação significativa em relação ao mesmo período de 2004.

Passivo

Circulante

Em 30 de junho de 2005, este grupo de contas apresentou uma redução de 39,45%, equivalente a R\$ 154.631 mil, em relação a junho de 2004, devido principalmente ao alongamento da dívida e a quitação dos empréstimos em moeda estrangeira.

Exigível a Longo Prazo

Este grupo de contas obteve em 30 de junho de 2005 um crescimento de 72,06%, equivalente a R\$ 198.953 mil, em relação a junho de 2004 devido principalmente ao alongamento da dívida e a emissão de debêntures.

Patrimônio Líquido

No primeiro semestre de 2005, este grupo não apresentou variação significativa em relação ao mesmo período de 2004.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Receita Operacional Bruta e Líquida

A COSERN apresentou, no primeiro semestre de 2005, uma Receita Bruta 17,01% superior à alcançada no mesmo período de 2004, equivalente a um acréscimo de R\$ 60.687 mil, enquanto que a Receita Líquida teve um acréscimo de 19,15%, equivalente a R\$ 48.485 mil.

O principal fator da variação na Receita Líquida foi o Reajuste tarifário médio de 19,58% ocorrido em abril de 2005 e o crescimento de 5,59% no consumo de energia, gerando um crescimento de R\$ 75.789 mil na receita de fornecimento e de R\$ 4.979 mil na subvenção à baixa renda.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais no primeiro semestre de 2005 foram 10.427,52% superiores aos do mesmo período de 2004, aumento equivalente a R\$ 38.269 mil. Os principais fatores que contribuíram para esse incremento foram:

- Aumento no custo da energia comprada em função de reajustes médios de 9,7% ocorridos nas tarifas da CHESF, em abril de 2005 e 19% no encargo de uso do sistema, em julho de 2004;
- Aumento de R\$ 9.603 mil na despesa da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, decorrente do incremento de 30% nos valores fixados pela ANEEL e conseqüente menor constituição de ativo regulatório;
- Reversão no 2º trimestre de 2004, da provisão para devedores duvidosos (R\$ 35.989 mil) correspondente a clientes da classe Serviço Público por repactuação de sua dívida, contribuindo para uma redução nas despesas operacionais daquele trimestre, o mesmo não tendo ocorrido no primeiro semestre de 2005.

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	30/06/05	Var.(%)	30/06/04
Receita Operacional Líquida	301.697	19,15	253.212
Custo/ despesas operacionais (1)			
Pessoal	(21.562)	15,45	(18.676)
Administradores	(786)	(31,89)	(1.154)
Entidade de previdência privada	(492)	(23,00)	(639)
Material	(3.080)	13,28	(2.719)
Serviço de terceiros	(15.616)	3,23	(15.127)
Energia elétrica comprada para revenda	(98.462)	9,74	(89.721)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(27.189)	23,16	(22.077)
Conta consumo combustível – CCC	(16.065)	148,61	(6.462)
Conta de desenvolvimento energético – CDE	(2.654)	40,95	(1.883)
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica – TFSEE	(728)	26,61	(575)
Pesquisa e desenvolvimento	(3.399)	491,13	(575)
Depreciação e amortização (B)	(17.407)	2,87	(16.921)
Provisões líquidas – PCLD	(7.018)	(125,66)	27.352
Provisões líquidas - Contingências	1.586	150,95	632
Tributos	(2.154)	(20,37)	(2.705)
Outras	(4.293)	(12,24)	(4.892)
Total de custos/despesas operacionais (1)	<u>(219.319)</u>	40,46	<u>(156.142)</u>
Resultado do Serviço (A)	82.378	(15,14)	97.070
Resultado Financeiro	<u>(2.538)</u>	(1.850,34)	<u>145</u>
Resultado Operacional	<u><u>79.840</u></u>	(17,87)	<u><u>97.215</u></u>
EBITDA* (LAJIDA**) = (A) - (B)	99.785	(12,46)	113.991

*EBITDA = Earnings before interest, tax, depreciation and amortization

**LAJIDA = Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização

(1) Exceto Resultado Financeiro

Resultado Financeiro Líquido

A Companhia apresentou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 2.538 mil em 30 de junho de 2005, contra um resultado financeiro líquido positivo R\$ 145 mil do mesmo período de 2004. Contribuíram para esse resultado os seguintes fatores:

- As Receitas Financeiras em 30 de junho de 2005 decresceram R\$ 8.518 mil em relação ao mesmo período de 2004. O principal motivo dessa redução foi a reversão da remuneração financeira da RTE em função da mudança da metodologia de cálculo em atendimento à exigência da ANEEL;
- As Despesas Financeiras em 30 de junho de 2005 tiveram um decréscimo de R\$ 5.835 mil em relação ao mesmo período de 2004. Essa redução é decorrente da reversão da provisão para perda da realização da RTE efetuada após a mudança da metodologia de cálculo da remuneração financeira.

Endividamento

	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo prazo	30/06/05	31/03/05
Moeda nacional					
Banco do Brasil	328	2.735	35.863	38.926	39.047
Eletrobrás	-	1.497	9.563	11.060	10.844
BNB	118	-	46.184	46.302	35.174
Itaú	5.039	-	35.000	40.039	38.088
BNDES Emergencial	826	10.539	85.056	96.421	98.255
BNDES FINEM	162	12.951	25.902	39.015	41.909
Unibanco	2.853	-	43.000	45.853	43.596
FINEP	52	-	2.322	2.374	2.326
Total moeda nacional	9.378	27.722	282.890	319.990	309.239

A Companhia concluiu em 2004, as negociações do alongamento de suas dívidas a serem liquidadas no curto prazo.

O total devido em moeda nacional desdobra-se da seguinte forma:

	30/06/05		31/03/05	
	R\$	%	R\$	%
Moeda nacional				
Juros prefixados	46.302	14,47	35.173	11,37
UFIR	10.610	3,32	10.348	3,35
FINEL	448	0,14	495	0,16
IGP-M	34.290	10,72	34.370	11,12
TJLP	46.026	14,38	48.913	15,82
CDI	85.893	26,84	81.684	26,41
SELIC	96.421	30,13	98.256	31,77
Total	319.990	100,00	309.239	100,00
Principal	310.612		304.052	
Encargos	9.378		5.187	

Mutação dos empréstimos e financiamentos:

	Passivo circulante	Exigível a longo prazo
Saldos em 31 de março de 2005	32.369	276.870
Ingressos	-	11.620
Encargos	11.984	539
Variação monetária	151	791
Transferências	6.930	(6.930)
Amortizações	(14.334)	-
Saldos em 30 de junho de 2005	37.100	282.890

Debêntures

				30/06/05			31/03/05
	Série	Quantidade de títulos emitidos	Remuneração	Encargos Circulante	Principal		Total
					Circulante	Longo prazo	
2ª Emissão	Única	1.200	CD + 2,5% a. A	2.065	20.400	99.600	122.065
							121.992

Demonstrações Financeiras Padronizadas – 2004, 2003 e 2002

As principais contas que compõem os Balanços Patrimoniais e Demonstração do Resultado da Emissora apurados no dia 31 de dezembro dos anos de 2004, 2003 e 2002, estão descritas a seguir:

(em R\$ mil)								
Balanco Patrimonial	31 de dezembro de							
	2004	(%)	2003	(%)	2002	(%)	Var. 04/03 (%)	Var. 03/02 (%)
Ativo								
<i>Circulante</i>	275.700	23,79	253.474	20,56	345.621	26,20	8,77	(26,66)
Disponibilidades	3.820	0,33	8.011	0,65	7.002	0,53	(52,32)	14,41
Créditos	271.149	23,40	244.747	19,85	337.749	25,60	10,79	(27,54)
Consumidores	146.124	12,61	152.998	12,41	194.154	14,72	(4,49)	(21,20)
Ativos Tarifários	56.694	4,89	34.963	2,84	37.233	2,82	62,15	(6,10)
Créditos Fiscais	31.545	2,72	26.253	2,13	58.373	4,43	20,16	(55,03)
Benefício Fiscal – ágio	10.100	0,87	10.210	0,83	10.124	0,77	(1,08)	0,85
Outros	26.686	2,30	20.323	1,65	37.865	2,87	31,31	(46,33)
Estoques	731	0,06	716	0,06	870	0,07	2,09	(17,70)
Outros	-	0,00	-	0,00	-	0,00	0,00	0,00
<i>Realizável a Longo Prazo</i>	562.330	48,52	662.184	53,72	489.461	37,11	(15,08)	35,29
Créditos Diversos	562.330	48,52	534.890	43,39	489.461	37,11	5,13	9,28
Consumidores	17.474	1,51	18.890	1,53	38.355	2,91	(7,50)	(50,75)
Ativos Tarifários	147.828	12,76	169.672	13,76	155.607	11,80	(12,87)	9,04
Créditos Fiscais	43.579	3,76	78.941	6,40	66.853	5,07	(44,80)	18,08
Benefício Fiscal – ágio	159.117	13,73	169.218	13,73	179.428	13,60	(5,97)	(5,69)
Outros	194.332	16,77	98.169	7,96	49.218	3,73	97,96	99,46
Créditos com Pessoas Ligadas	-	0,00	127.294	10,33	-	0,00	(100,00)	-
Outros	-	0,00	-	0,00	-	0,00	0,00	0,00
<i>Permanente</i>	320.853	27,69	317.048	25,72	484.016	36,69	1,20	(34,50)
Investimentos	10	0,00	10	0,00	150.650	11,42	0,00	(99,99)
Imobilizado	320.843	27,69	317.038	25,72	311.504	23,61	1,20	1,78
Diferido	-	0,00	-	0,00	21.862	1,66	0,00	(100,00)
Total Ativo	1.158.883	100,00	1.232.706	100,00	1.319.098	100,00	(5,99)	(6,55)
Passivo								
<i>Circulante</i>	272.300	23,50	447.924	36,34	368.547	27,94	(39,21)	21,54
Empréstimos e Financiamentos	60.846	5,25	254.758	20,67	171.424	13,00	(76,12)	48,61
Debêntures	8.760	0,76	-	0,00	19.711	1,49	-	(100,00)
Fornecedores	50.915	4,39	38.058	3,09	53.307	4,04	33,78	(28,61)
Impostos, Taxas e Contribuições	42.609	3,68	31.150	2,53	29.994	2,27	36,79	3,85
Dividendos a Pagar	69.921	6,03	58.157	4,72	38.276	2,90	20,23	51,94
Provisões	13.609	1,17	17.951	1,46	15.936	1,21	(24,19)	12,64
Dívida com Pessoas Ligadas	-	0,00	-	0,00	2.525	0,19	0,00	(100,00)
Outros	25.640	2,21	47.850	3,88	37.374	2,83	(46,42)	28,03
<i>Exigível a Longo Prazo</i>	460.905	39,77	283.773	23,02	454.538	34,46	62,42	(37,57)
Empréstimos e Financiamentos	250.766	21,64	179.889	14,59	330.706	25,07	39,40	(45,60)
Debêntures	113.200	9,77	-	0,00	-	0,00	-	0,00
Provisões	14.317	1,24	14.153	1,15	18.682	1,42	1,16	(24,24)
Dívidas com Pessoas Ligadas	1.133	0,10	1.139	0,09	1.961	0,15	(0,53)	(41,92)
Outros	81.489	7,03	88.592	7,19	103.189	7,82	(8,02)	(14,15)

(em R\$ mil)

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Descrição	Em 31 de dezembro de							
	2004	(%)	2003	(%)	2002	(%)	Var. 04/03 (%)	Var. 03/02 (%)
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	748.048	137,58	609.925	130,45	554.245	126,10	22,65	10,05
Deduções da Receita Bruta	(204.331)	(37,58)	(142.368)	(30,45)	(114.707)	(26,10)	43,52	24,11
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	543.717	100,00	467.557	100,00	439.538	100,00	16,29	6,37
Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(313.201)	(57,60)	(322.053)	(68,88)	(305.323)	(69,46)	(2,75)	5,48
Resultado Bruto	230.516	42,40	145.504	31,12	134.215	30,54	58,43	8,41
Despesas/Receitas Operacionais	(119.499)	(21,98)	(81.995)	(17,54)	(85.190)	(19,38)	45,74	(3,75)
Com Vendas	(22.761)	(4,19)	(12.149)	(2,60)	(24.457)	(5,56)	87,35	(50,33)
Gerais e Administrativas	(36.757)	(6,76)	(38.390)	(8,21)	(41.387)	(9,42)	(4,25)	(7,24)
Resultado Financeiro	(14.981)	(2,76)	(15.185)	(3,25)	(19.346)	(4,40)	(1,34)	(21,51)
Juros sobre o Capital Próprio	(45.000)	(8,28)	(16.271)	(3,48)	-	0,00	176,57	0,00
Resultado Operacional	111.017	20,42	63.509	13,58	49.025	11,15	74,81	29,54
Resultado Não Operacional	(11.667)	(2,15)	(1.043)	(0,22)	(816)	(0,19)	1.018,60	27,82
Resultado Antes Tributação/Participações	99.350	18,27	62.466	13,36	48.209	10,97	59,05	29,57
Provisão para IR e CSLL	2.969	0,55	(7.675)	(1,64)	(6.674)	(1,52)	(138,68)	15,00
IR e Contribuição Social - Diferido	(34.446)	(6,34)	(13.237)	(2,83)	(10.830)	(2,46)	160,23	22,23
Reversão dos Juros sobre o Capital Próprio	45.000	8,28	16.271	3,48	-	0,00	176,57	0,00
Lucro/Prejuízo do Exercício	112.873	20,76	57.825	12,37	30.705	6,99	95,20	88,32

Comparação das Demonstrações Financeiras Padronizadas dos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2004 e 2003

BALANÇO PATRIMONIAL

Ativo

Circulante

No ano de 2004 este grupo obteve um crescimento de 8,77%, equivalente a R\$ 22.226 mil, na comparação com os valores apurados em 31 de dezembro de 2003. Principais fatores:

- Redução da provisão para créditos de liquidação duvidosa que passou de R\$ 49.434 mil em 2003 para R\$ 16.979 mil em 2004, em virtude de negociação da dívida de grandes consumidores;
- Crescimento de 30,35% na recomposição tarifária do racionamento em função da reclassificação desse ativo para o curto prazo dado à projeção de realização nos doze meses subsequentes a dezembro ter sido superior em 2004 que em 2003;
- Crescimento de 305,09% nos valores tarifários não gerenciáveis a compensar em função da reclassificação desse ativo para o curto prazo pelo motivo citado no item anterior e à adição, durante o exercício, de novos ativos tarifários a se realizarem a partir do reajuste de abril de 2005.

Realizável a Longo Prazo

Em 2004, o grupo apresentou uma redução de 15,08%, equivalente a R\$ 99.854 mil, devido principalmente a baixa do contas a receber da controladora no montante de R\$ 127.294 mil.

Permanente

Em 2004 este grupo não apresentou variação significativa em relação a 2003.

Passivo

Circulante

Em 2004, houve uma redução de 39,21%, equivalente a R\$ 175.624 mil, em relação a 2003, devido principalmente ao alongamento da dívida e a quitação dos empréstimos em moeda estrangeira.

Exigível a Longo Prazo

Em 2004 houve um crescimento de 62,42%, equivalente a R\$ 177.132 mil, em relação a 2003, devido à emissão de debêntures e ao alongamento da dívida.

Patrimônio Líquido

Em 2004, houve uma redução de 15,04% em relação a 2003, devido à distribuição de dividendos a partir da reserva de retenção de lucros no montante de R\$ 82.767 mil.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida obteve um incremento de 16,29% influenciado principalmente pelo reajuste tarifário de 15,11% e pelo crescimento de mercado cativo de 3,3% e de 6,1% considerando os clientes livres.

O lucro líquido em 2004 foi de R\$ 112,873 mil, representando um aumento de 95,20% em relação ao ano anterior. O EBITDA alcançou R\$ 205,483 mil representando um crescimento de 61,61% comparado ao ano exercício de 2003, gerando uma margem de 37,79%.

A tabela abaixo apresenta o desempenho da COSERN comparado ao ano anterior.

	2004	2003	Variação (%)
Receita Operacional Líquida	543.717	467.557	16,29%
Despesas operacionais	372.719	372.592	0,03%
Resultado do Serviço	170.998	94.965	80,06%
Resultado Operacional	111.017	63.509	74,81%
Lucro Líquido	112.873	57.825	95,20%
EBITDA (*)	205.483	127.145	61,61%
Margem do EBITDA	37,79%	27,19%	38,98%

(*)EBTIDA (LAJIDA) Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização.

Demonstrativo do cálculo do EBITDA.

	2004	2003
Resultado Operacional	111.017	63.509
(+) Resultado Financeiro	14.981	15.185
(+) Juros sobre capital próprio	45.000	16.271
Depreciação e amortização	34.485	32.180
=EBITDA (LAJIDA)	205.483	127.145

Destinação do Lucro

O Conselho de Administração da COSERN, em reuniões realizadas nos dias 13 de julho, 10 de novembro e 10 de dezembro de 2004, deliberou o pagamento de juros sobre capital próprio referentes ao exercício, no total de R\$ 45 milhões, equivalente ao montante bruto de R\$ 0,0872566 mil por ação ON e 0,0959822 por ação PN. O pagamento foi considerado para fins de cálculo do dividendo obrigatório referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004.

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 20 de novembro de 2004, deliberou o pagamento de dividendos intermediários no montante de R\$ 47 milhões, equivalente ao montante bruto de R\$ 0,2736208 mil por ação ON e R\$ 0,3009829 mil por ação PN.

O Conselho de Administração da Companhia encaminhou à Assembléia Geral Ordinária proposta de distribuição de dividendos complementares no montante de R\$ 15,2 milhões, equivalente ao montante de R\$ 0,0883746 mil por ação ON e R\$ 0,0972121 mil por ação PN.

Endividamento

Os contratos de empréstimos e financiamentos totalizaram R\$ 311,6 milhões em dezembro de 2004, 33% acima do fechamento de 2003 e 38% em relação ao patrimônio líquido. Durante o segundo semestre de 2004 foi renegociado o seu endividamento de curto prazo, alongando o perfil de 52,48% em dezembro de 2003 para 19,53% no mesmo período em 2004. O prazo médio da dívida aumentou de 2,06 anos para 3,08 anos entre o encerramento dos exercícios de 2003 e 2004, com o custo da dívida da carteira de passivos onerosos de aproximadamente 95% do CDI em 31 de dezembro de 2004.

Em 2004 foi realizada a segunda oferta pública de debêntures não conversíveis em ações da Companhia. A emissão totalizou R\$ 120 milhões com prazo total de 4 anos a contar da data da emissão. Estes papéis receberam a classificação “BrBBB+” da Standard & Poors.

Durante o exercício de 2004 a Companhia recebeu R\$ 31 milhões em financiamentos de órgãos como Eletrobrás e Banco do Nordeste, recursos específicos para projetos de investimento na concessão. Com isso, aproximadamente 64% dos investimentos realizados foram custeados com recursos de longo prazo.

Arrecadação

A arrecadação bruta realizada em 2004, R\$ 736,9 milhões, aumentou 13,19% em relação ao ano de 2003, R\$ 651 milhões. A geração de caixa operacional em 2004 (arrecadação bruta menos tributos e despesas operacionais), foi de R\$ 186,9 milhões, ou 25,37% da arrecadação bruta.

Política de Hedge

Com relação à Política de *Hedge*, a COSERN, visando mitigar os efeitos negativos que eventuais oscilações significativas nas cotações das moedas teriam sobre o seu passivo em moeda estrangeira, com conseqüente reflexo negativo sobre o seu resultado e fluxo de caixa, estabeleceu rigorosa política de *hedge* para todas as suas operações em moeda estrangeira, firmando contratos de “swap” com o fim de protegê-las dos referidos efeitos das variações cambiais. Durante o exercício de 2004 todos os empréstimos em moeda estrangeira foram liquidados.

Com relação ao risco oriundo da possibilidade de a COSERN vir a incorrer em perdas devido às flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos e financiamentos captados no mercado, a Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo prazo	2004	2003
Moeda nacional					
Banco do Brasil	317	2.673	36.176	38.849	47.546
Eletrobrás		1.471	9.611	11.082	9.157
BNDES FINEM	198	12.727	31.817	44.544	55.248
BNDES Emergencial	827	10.054	89.192	99.246	106.578
Itaú	1.368		35.000	35.000	1.188
BNB			23.970	23.970	
Unibanco	2.536	18.286	25.000	43.286	
Westlb	10	10.635		10.635	
HSBC	43	5.000		5.000	
Bankboston					10.000
Fibra					5.000
Total moeda nacional	5.299	60.846	250.766	311.612	234.717
Moeda estrangeira					
Banco do Brasil					
Westlb					63.562
Itaú					57.784
Bradesco/BBV					21.715
Santander					28.892
Total moeda estrangeira					171.953
Subtotal					406.670
Operações com Swap					27.977
Total	5.299	60.846	250.766	311.612	434.647

A Companhia concluiu em 2004, as negociações do alongamento de suas dívidas a serem liquidadas no curto prazo.

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

	2003			
	Em moeda de origem (mil)		Em milhares de reais	%
Moeda estrangeira				
Dólar norte-americano	62.066		179.321	100,00
Iene				
Total			179.321	100,00
Principal			171.953	
Encargos			7.368	

	2004		2003	
	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
Moeda nacional				
REAL	23.970	7,56		
UFIR	10.427	3,29	3.171	1,30
FINEL	655	0,21	1.400	0,57
IGP-M	34.451	10,87	37.192	15,24
TJLP	49.457	15,61	60.280	24,71
CDI	97.879	30,89	34.552	14,16
SELIC	100.072	31,57	107.411	44,02
Total	316.911	100,00	244.006	100,00
Principal	311.612		234.717	
Encargos	5.299		9.289	

A mutação destes empréstimos e financiamentos, em 31 de dezembro de 2004, foi a seguinte:

Mutações de empréstimos e financiamentos	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Saldos em 31 de dezembro de 2002	127.093	182.307	84.355	148.399
Ingressos	67.144	567	25.611	
Encargos	50.415	5.137	20.311	
Variação monetária e cambial	(193)	3.391	(19.409)	(24.683)
Transferências	11.513	(11.513)	123.716	(123.716)
Amortizações	(191.855)		(55.263)	
Saldos em 31 de dezembro de 2003	64.117	179.889	179.321	
Ingressos	200.922	92.123		
Encargos	42.241	2.662	10.458	
Variação monetária e cambial	1.858	4.420	871	
Transferências	28.328	(28.328)	(33.297)	
Amortizações	(271.321)		(157.353)	
Saldos em 31 de dezembro de 2004	66.145	250.766		

Debêntures

Debêntures	Encargos da dívida	Principal		Total
		Circulante	Longo prazo	
2ª Emissão	1.960	6.800	113.200	121.960

A Assembléia Geral Extraordinária da COSERN, realizada em 05 de maio de 2004, deliberou a realização da segunda emissão pública de 1.200 (mil e duzentas) debêntures simples, não conversíveis em ação, nominativas-escriturais, da espécie com garantia real, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 100 mil, perfazendo o montante total de R\$ 120.000 mil, com data de emissão em 01 de junho de 2004 e prazo de vencimento de 4 anos contados da data da emissão. As Debêntures são garantidas por penhor de direitos creditórios de titularidade da Emissora, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora ou detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores dos pagamentos das contas de fornecimento de energia elétrica, nos termos do Instrumento de Constituição de Penhor.

O valor nominal das Debêntures será remunerado pela variação acumulada de 100% (cem por cento) da Taxa DI, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculada e divulgada pela CETIP, capitalizada de um *spread* de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o valor nominal das Debêntures, a partir da data da emissão, e pagos ao final de cada período de capitalização.

A emissão e a concessão da garantia aos debenturistas foram aprovadas pela ANEEL por meio do Ofício 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004, e registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº CVM/SER/DEB/2004/025 em 19 de agosto de 2004.

As Debêntures foram subscritas e integralizadas no dia 16 de setembro de 2004, pelo seu valor nominal, acrescido de Juros Remuneratórios (CDI + 2,5% a.a), calculados *pro rata temporis*, desde a data de emissão até a data da efetiva subscrição.

A 2ª emissão de debêntures da Companhia, classificada no circulante e exigível a longo prazo, prevê manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas demonstrações findas em 31 de dezembro de 2004, a Companhia atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

Comparação das Demonstrações Financeiras Padronizadas dos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2003 e 2002

BALANÇO PATRIMONIAL

Ativo

Circulante

Este grupo de contas registrou em 31 de dezembro de 2003 uma redução de 26,66%, equivalente a R\$ 92.147 mil, em relação aos valores apurados no final de 2002. Contribuíram para esse fato os seguintes fatores:

- Recebimento de créditos referentes a operações realizadas no então Mercado Atacadista de Energia – MAE, período de setembro de 2002 a dezembro de 2003, no montante de R\$ 63.162 mil, provocando uma redução de 21,20% na conta consumidores, concessionárias e permissionários;
- Crescimento da provisão para créditos de liquidação duvidosa que passou de R\$ 25.184 mil no final de 2002 para R\$ 49.434 mil no final de 2003;
- Redução nos tributos a compensar, principalmente IRPJ e IRRF swap, em 53,70%.

Realizável a Longo Prazo

Este grupo de contas registrou um crescimento de 35,29% no ano de 2003, equivalente a R\$ 172.723 mil, em comparação ao ano de 2002, devido principalmente à constituição de contas a receber da controladora no montante de R\$ 127.294 mil, referente à alienação de investimentos na Termoauçu.

Permanente

Este grupo teve uma redução de 34,50% em 2003, equivalente a R\$ 166.968 mil, em comparação ao ano de 2002, proveniente da alienação do investimento na Termoauçu no montante de R\$ 150.640 mil e amortização do diferido.

Passivo

Circulante

Este grupo de contas apresentou um crescimento de 21,54% em 2003, equivalente a R\$ 79.377 mil, em relação a 2002, devido principalmente ao crescimento de 50,59% nos empréstimos e financiamentos proveniente do encurtamento da dívida e do crescimento de 51,94% nos dividendos a pagar. Por outro lado, as obrigações com fornecedores foram reduzidas em 28,61% e a Companhia liquidou em 1º de abril de 2003 a última parcela referente às debêntures emitidas em 1º de abril de 2000.

Exigível a Longo Prazo

Em 2003, este grupo de contas obteve uma redução de 37,57%, equivalente a R\$ 170.765 mil, em relação a 2002. Essa redução foi decorrente principalmente do encurtamento da dívida que provocou uma redução de 45,60% nos empréstimos e financiamentos.

Patrimônio Líquido

Em 2003 este grupo não apresentou variação significativa em relação a 2002.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida obteve um incremento de 6,37%, influenciado principalmente pelo crescimento de mercado, redução do índice de perdas e índice de reposicionamento médio obtido no processo de revisão tarifária.

O lucro líquido em 2003, R\$ 57.825 mil, aumentou 88,32% em relação ao ano anterior, R\$ 30.705 mil. O EBITDA alcançou R\$ 127.145 mil, representando um crescimento de 29,46% comparado ao exercício de 2002, gerando uma margem de 27,19%.

A tabela abaixo apresenta o desempenho da COSERN comparado ao ano anterior.

	2003	2002	
	R\$ mil	R\$ mil	Variação (%)
Receita Operacional Líquida	467.557	439.538	6,37
Despesas Operacionais	372.592	371.167	0,38
Resultado do Serviço	94.965	68.371	38,90
Resultado Operacional	63.509	49.025	29,54
Lucro Líquido	57.825	30.705	88,32
EBITDA	127.145	98.212	29,46
Margem do EBITDA (%)	27,19	22,34	21,71

Destinação do Lucro

O Conselho de Administração da COSERN, em reunião ocorrida em 29 de dezembro de 2003, deliberou o pagamento de juros sobre capital próprio referentes ao exercício, no total de R\$ 16.271 mil, equivalente ao montante bruto de R\$ 0,0968085 mil por ação ON e PN. O pagamento deliberado foi considerado para fins de cálculo do dividendo obrigatório referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003.

A Administração da COSERN decidiu propor à Assembléia Geral Ordinária o pagamento do dividendo do exercício de 2003, no total de R\$ 38.663 mil, equivalente ao montante de R\$ 0,02249073 mil por ação ON e R\$ 0,2473980 mil por ação PN.

EBTIDA (LAJIDA) – Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização

No ano de 2003 a COSERN apresentou um EBITDA de R\$ 127.145 mil, representando um crescimento de 29,46% em relação ao ano de 2002, no valor de R\$ 98.213 mil, conforme demonstrado a seguir:

	2003 R\$ mil	2002 R\$ mil
Resultado Operacional	63.509	49.025
(+) Resultado Financeiro	15.185	19.346
(+) Juros Sobre Capital Próprio	16.271	
Depreciação	32.180	29.842
(=) EBITDA (LAJIDA)	127.145	98.213

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

	2003			2002		
	Em moeda de origem (mil)	Em milhares de reais	%	Em moeda de origem (mil)	Em milhares de reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar norte-americano	62.066	179.321	100,00	62.119	219.486	94,00
Iene				445.515	13.267	6,00
Total		179.321	100,00		232.753	100,00
Principal		171.953			225.647	
Encargos		7.368			7.106	

	2003		2002	
	Em milhares de reais	%	Em Milhares de reais	%
Moeda nacional				
UFIR	3.171	1,30	3.503	1,13
FINEL	1.400	0,57	2.866	0,93
IGP-M	37.192	15,24	47.616	15,39
TJLP	60.280	24,71	67.415	21,79
CDI	34.552	14,16	76.898	24,85
SELIC	107.411	44,02	111.102	35,91
Total	244.006	100,00	309.400	100,00
Principal	234.717		307.694	
Encargos	9.289		1.706	

A mutação destes empréstimos e financiamentos, em 31 de dezembro de 2003, foi a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Saldos em 1º de janeiro de 2002	26.899	106.692	73.946	87.941
Ingressos	108.231	106.576	133.454	68.462
Encargos	21.268	2.383	17.202	
Variação monetária e cambial	2.980	6.279	83.830	48.820
Transferências	37.048	(37.048)		
Amortizações	(69.333)	(2.576)	(224.077)	(56.824)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	127.093	182.307	84.355	148.399
Ingressos	67.144	567	25.611	
Encargos	50.415	5.137	20.311	
Variação monetária e cambial	(193)	3.391	(19.409)	(24.683)
Transferências	11.513	(11.513)	123.716	(123.716)
Amortizações	(191.855)		(55.263)	
Saldos em 31 de dezembro de 2003	<u>64.117</u>	<u>179.889</u>	<u>179.321</u>	<u> </u>

Em 31 de dezembro de 2003, a COSERN possuía as seguintes posições com relação aos seus financiamentos:

	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo prazo	2003	2002
Moeda nacional					
Banco do Brasil	332	12.836	34.710	47.546	35.075
Eletrobrás	279	5.899	3.258	9.157	23.401
BNDES FINEM	246	12.252	42.996	55.248	62.521
BNDES Emergencial	832	7.653	98.925	106.578	109.911
Itaú	6.754	1.188		1.188	24.937
Alfa					20.000
Bankboston	66	10.000		10.000	31.849
Fibra	<u>780</u>	<u>5.000</u>		<u>5.000</u>	
Total moeda nacional	<u>9.289</u>	<u>54.828</u>	<u>179.889</u>	<u>234.717</u>	<u>307.694</u>
Moeda estrangeira					
Banco do Brasil					13.263
Westlb	2.201	63.562		63.562	77.733
Itaú	309	57.784		57.784	70.666
Bradesco/BBV	274	21.715		21.715	24.966
Lloyds					15.206
Santander	<u>4.584</u>	<u>28.892</u>		<u>28.892</u>	<u>23.813</u>
Total moeda estrangeira	<u>7.368</u>	<u>171.953</u>		<u>171.953</u>	<u>225.647</u>
Total	<u>16.657</u>	<u>226.781</u>	<u>179.889</u>	<u>406.670</u>	<u>533.341</u>
Ajuste Swap		<u>27.977</u>		<u>27.977</u>	<u>(31.211)</u>
Total	<u>16.657</u>	<u>254.758</u>	<u>179.889</u>	<u>434.647</u>	<u>502.130</u>

VISÃO GERAL DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Introdução

Em 2002, o MME aprovou um Plano Decenal de Expansão, segundo o qual a capacidade de geração instalada do País deverá aumentar para 112,1 GW até 2012, dos quais 86,8 GW corresponderão a geração hidrelétrica, 16,8 GW a geração termelétrica e 8,5 GW a importação de energia elétrica por meio do Sistema Interligado Nacional. Em dezembro de 2004, o Brasil tinha capacidade instalada de 99,5 GW, dos quais aproximadamente 70% correspondiam a geração hidrelétrica, 21,7% a geração termelétrica (gás natural, petróleo, biomassa, nuclear e carvão mineral) e 8,2% a importação de energia elétrica pelo Sistema Interligado Nacional.

Empresas privadas detinham, em 2003, 25% e 72% do mercado de geração e distribuição, respectivamente, em termos de capacidade total, e 21% do mercado de transmissão em termos de receita. Ainda não dispomos de dados relativos ao ano de 2004, a serem informados pelo MME/ANEEL.

O balanço energético referente ao ano de 2004 ainda não foi divulgado pelo MME.

Distribuição de energia elétrica no Brasil

O mercado de distribuição de energia elétrica é atendido por 64 concessionárias, estatais ou privadas, de serviços públicos que abrangem todo o País. As concessionárias estatais estão sob controle dos governos federal, estaduais e municipais. Em várias concessionárias privadas verifica-se a presença, em seus grupos de controle, de diversas empresas nacionais, norte-americanas, espanholas e portuguesas. Essas concessionárias atendem cerca de 47 milhões de unidades consumidoras, das quais 85% são consumidores residenciais, e estão presentes em mais de 99% dos municípios brasileiros.

Consumo

Entre 1996 e 2004, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu a uma taxa acumulada média de 2,79% a.a., totalizando 24,65%. O Produto Interno Bruto do país no mesmo período cresceu a taxas bastante similares (2,52% a.a., totalizando 22,06%), sinalizando uma forte correlação entre crescimento econômico e consumo de energia elétrica.

Segundo o último balanço energético nacional levantado pela Secretaria de energia do MME, em 2004, o segmento de distribuição de energia elétrica demandou 359.629 GWh, dos quais 21,9% foram para clientes residenciais, 47,9% industriais, 13,9% comerciais e 16,4% para outros tipos de clientes.

Geração de energia elétrica no Brasil

O Brasil possui grandes rios de planalto alimentados por chuvas tropicais abundantes que mantêm uma das maiores reservas de água doce do mundo. Em função disso, a geração de energia elétrica no País é, na sua maioria, oriunda de usinas hidrelétricas, com restante da oferta proveniente principalmente de Usinas Termelétricas. A capacidade nominal atingiu 99,5 GW em 2004 com participação significativa da Eletrobrás com mais de um terço da capacidade instalada.

Durante o ano de 2003, além da incerteza sobre o modelo regulatório, o parque gerador brasileiro conviveu com capacidade ociosa estimada em 7.500 MW. A solução encontrada pelo Governo Federal foi realizar um leilão com a energia excedente no MAE com a participação de 7 geradoras e 23 compradores que, apesar dos preços satisfatórios, manteve sem solução o problema de energia excedente. Durante todo ano, diversos projetos em geração foram abandonados e algumas Usinas Termelétricas permaneceram desligadas em função das incertezas do setor e abundância de chuvas observadas em 2003.

A solução proposta pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no entanto, vem estancar a redução dos investimentos no setor. Para o futuro, a ANEEL prevê um total de 8.694MW gerados por usinas entrando em operação entre 2004 e 2008.

Segundo dados divulgados pela ANEEL, o Brasil possui no total 1.418 empreendimentos de geração em operação, gerando 91.317.238 kW de potência. A previsão para os próximos anos é de uma adição de 33.352.405 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 79 empreendimentos atualmente em construção e mais 516 empreendimentos com concessão e/ou autorização outorgada.

Histórico e Regulamentação

A Constituição brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro foi explorado principalmente por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo Governo Federal ou por governos estaduais. A partir de meados dos anos 90, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico. Em geral, essas medidas visavam aumentar o investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, ao passo que o Governo Federal se concentraria nas funções de formulador e supervisor da execução de políticas e regulamentos para o setor.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

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

Em 13 de fevereiro de 1995, o Governo Federal promulgou a Lei de Concessões, e em 7 de julho de 1995, a Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica que, em conjunto (i) exigiram que todas as novas concessões para prestação de serviços relacionados a energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) disciplinaram a prorrogação das concessões existentes; (iii) gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa adquirissem energia elétrica diretamente de fornecedores concessionários, permissionários ou autorizados, hipótese em que passam a ser designados Consumidores Livres; (iv) trataram da criação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - PIE(s), que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, distribuidoras e comercializadores, entre outros; e (v) concederam aos Consumidores Livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

A partir de 1995, uma parcela das participações representativas do bloco de controle de algumas geradoras e diversas distribuidoras detidas pela Eletrobrás e por vários estados foi vendida a investidores privados.

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, destinada a reformar a estrutura básica do setor. A Lei do Setor Elétrico dispôs sobre as seguintes matérias: (i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do mercado atacadista de energia elétrica e pela determinação dos preços de curto prazo, o MAE, que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados; (ii) exigência de que as distribuidoras e geradoras fizessem os Contratos Iniciais, via de regra compromissos de *Take-or-Pay*, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais é assegurar que as distribuidoras tenham acesso a fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantam uma taxa de retorno fixa às geradoras de energia elétrica durante o período de transição que culminará no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo; (iii) criação do ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional; e (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica.

Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Em consequência, o Governo Federal implementou medidas que incluíram: (i) a instituição do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e (ii) a criação da GCE, que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução do consumo de energia elétrica. As metas de redução de consumo para as classes residenciais e industriais chegavam a 20%.

Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, em razão do aumento da oferta (graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução moderada da demanda. A economia de energia durante o período em que o plano de redução incentivada do consumo esteve em vigor foi de 26 mil MWh, incluindo a redução no consumo registrada na Região Norte, que saiu do racionamento no dia 1º de janeiro. O total de energia economizada correspondeu ao consumo, durante um ano, de 7,2 milhões de residências que gastam em média 300 KWh por mês.

Em 12 de dezembro de 2001, foi instituído o Acordo Geral do Setor Elétrico o qual visava solucionar questões referentes ao plano de redução incentivada do consumo de energia, prevendo a compensação das perdas de companhias de geração e distribuição de energia elétrica, de modo a evitar questionamentos judiciais relacionados às obrigações previstas nos contratos iniciais e ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão,.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, trouxe para o setor elétrico brasileiro algumas novidades, tais como: (a) o estabelecimento de diretrizes para o enquadramento de consumidores na subclasse Residencial Baixa Renda; (b) a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; (c) a previsão da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, com vistas a ressarcir as distribuidoras das perdas financeiras provenientes do racionamento; (d) a criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e (e) regras sobre metas para universalização dos serviços públicos de energia elétrica a serem cumpridas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

A Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, (a) proibiu as concessionárias de oferecerem bens vinculados à concessão, os direitos dela emergentes e qualquer outro ativo que possa comprometer suas respectivas concessões em garantia de operação destinada a atividade distinta de sua concessão; e (b) autorizou a criação de subvenção econômica para outorga de benefícios tarifários aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, dentre outras providências.

Em 4 de agosto de 2003, foi instituído o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, mediante a concessão de financiamento do BNDES às distribuidoras, destinado a suprir a insuficiência de recursos decorrente do adiamento da aplicação do mecanismo de compensação de valores relativos à Parcela A das tarifas de energia elétrica (CVA).

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo por meta proporcionar aos consumidores fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por diversos decretos editados pelo governo federal e por resoluções da ANEEL. Para obter informações adicionais sobre a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, veja seção “Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”.

Concessões

As companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer ao Poder Concedente, ou participar de licitação para outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um período determinado. Este período, normalmente, é de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Uma concessão existente pode ser renovada a critério do Poder Concedente.

A Lei de Concessões estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com o regulamento vigente do setor elétrico. As principais disposições da Lei são: (i) obrigação de prestar um serviço adequado, de acordo com parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço, (ii) obrigação de submeter à aprovação prévia do Poder Concedente quaisquer alterações no controle da concessionária; (iii) regras sobre política tarifária e equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. Caso a concessionária não cumpra suas obrigações legais e contratuais, pode sofrer intervenção do Poder Concedente ou, em caso mais extremo, ser declarada a caducidade da concessão, mediante procedimento administrativo conduzido pela ANEEL, onde lhe será assegurada a ampla defesa e o contraditório.

Penalidades

A regulamentação da ANEEL rege a imposição de sanções aos agentes do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as respectivas penalidades com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos licitatórios para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento da receita das concessionárias verificada no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração.

Tarifas

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

O reajuste anual é baseado numa fórmula paramétrica de preços, calculada pela aplicação do IRT, o índice de reajuste tarifário, sobre as tarifas correntes. Na aplicação do 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 aos 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 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 ocorreu 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 de Concessões 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 tributos relacionados a operação da concessionária, exceto impostos sobre a renda.

A revisão periódica ocorre a cada 4 anos, por meio 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, o incentivo à eficiência e a modicidade tarifária. Neste processo, a ANEEL estabelece o valor X contido na fórmula paramétrica para subtrair ou adicionar à variação do IRT, nos reajustes subsequentes.

O Fator X é utilizado para ajustar o IGPM empregado nos reajustes anuais. Por conseguinte, quando da conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X nos reajustes subsequentes faz com que as distribuidoras compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Os reajustes anuais estão regulamentados pela Resolução ANEEL n.º 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.

Tarifa Social - Baixa Renda

O Governo Federal, por meio da Lei n.º 10.438/02, determinou a aplicação de uma tarifa diferenciada (reduzida) aos consumidores enquadrados na subclasse residencial baixa renda, a chamada tarifa social. Em face da perda de receita decorrente da aplicação dessa tarifa social aos consumidores de baixa renda, o Decreto n.º 4.336, de 15 de agosto de 2002, autorizou a Eletrobrás a utilizar recursos da RGR para financiamento às distribuidoras até a definição das fontes definitivas para custeio desse subsídio.

A Resolução n.º 491, de 30 de agosto de 2002, divulgou os procedimentos, condições e prazos para a homologação dos valores que serviram de base à contratação dos financiamentos junto à Eletrobrás.

A Lei n.º 10.604/02 autorizou a concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária de fornecimento de energia aos consumidores da subclasse residencial baixa renda, a partir de recursos provenientes do adicional de dividendos devidos à União pela Eletrobrás, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras de serviço público sob controle federal com a comercialização de energia elétrica nos leilões públicos; e na insuficiência desses recursos, com a utilização de recursos a fundo perdido da CDE (conforme Decreto n.º 5.029/04).

A COSERN iniciou, a partir de setembro de 2002, com efeitos retroativos a maio de 2002, o faturamento do fornecimento de energia elétrica aplicando a tarifa social com base nos novos critérios de enquadramento das unidades consumidoras de baixa renda.

Principais Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão do setor energético do Governo Federal, atuando como Poder Concedente em nome do Governo Federal, e tendo como sua principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subsequentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas relacionadas ao processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, autarquia federal. Subseqüentemente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal responsabilidade da ANEEL é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e exercer atribuições a ela delegadas pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política Energética

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para prestar assessoria ao Presidente da República no tocante ao desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo Ministro de Minas e Energia, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado com a finalidade de otimizar a utilização dos recursos energéticos do Brasil e assegurar o fornecimento de energia elétrica ao País.

ONS

O ONS foi criado em 1998. O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, formada pelos Consumidores Livres e empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar três membros da Diretoria do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: planejamento da operação da geração e transmissão; a organização e controle da utilização do Sistema Interligado Nacional e interconexões internacionais; a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica (propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão); proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL; e a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e sua sucessora a CCEE

O MAE foi originalmente instituído como um órgão não-personificado, instituído através de um Acordo de Mercado elaborado pelos próprios participantes, segundo regras de participação estabelecidas pela ANEEL e sujeito à homologação desta, sendo responsável pela operação do mercado atacadista de energia elétrica e pela determinação dos preços de curto prazo (Lei n.º 9.848/98). A partir de 2002, o MAE passou a ser organizado como uma pessoa jurídica de direito privado e ficou sujeito à autorização, fiscalização e regulamentação da ANEEL. Os agentes do MAE incluíam todas as grandes geradoras, comercializadores (inclusive distribuidoras) e importadores e exportadores de energia elétrica. Geradoras de menor porte também eram elegíveis para participar do MAE. O MAE calculava e publicava o preço à vista (PMAE) da energia elétrica tomando por base critérios aprovados pela ANEEL e com dados gerados pelo ONS. O preço à vista da energia elétrica era determinado levando em consideração, entre outros fatores: (i) a utilização ótima dos recursos energéticos; (ii) o equilíbrio entre sua oferta e demanda; (iii) a carga dos agentes conectados ao Sistema Interligado Nacional; e (iv) a projeção de carga de energia elétrica.

O MAE foi extinto e suas atividades, ativos e passivos foram absorvidos em 12 de novembro de 2004 pela CCEE, criada por força da Lei do Novo Setor Elétrico. A CCEE foi constituída sob a forma de pessoa jurídica de direito privado sob a regulamentação e fiscalização da ANEEL com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre seus agentes no SIN. São agentes com participação obrigatória na CCEE: (a) os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50MW, (b) os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50MW, (c) os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior, (d) os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500GWh/ano, referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada, (e) os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior e (f) os Consumidores Livres e os consumidores que adquirirem energia diretamente de empreendimentos de fonte solar, eólica, biomassa ou PCHs com potência igual ou inferior a 30MW.

A CCEE é responsável, dentre outras atribuições, (a) pelo registro de todos os contratos de comercialização de energia no ACR e os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como dos montantes de potência e energia dos contratos celebrados no ACL, e (b) pela contabilização e liquidação da diferença entre os montantes efetivamente gerados ou consumidos e aqueles registrados por meio de contratos bilaterais e dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado spot (Preço de Liquidação de Diferenças – PLD) será calculado pela CCEE e levará em conta, dentre outros fatores, (a) a otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para atendimento das cargas do sistema, (b) as necessidades de energia elétrica dos agentes e (c) o custo do déficit de energia elétrica.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou decreto que cria a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e aprova o seu estatuto social. A EPE é uma empresa pública federal, responsável pela condução de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

CMSE

Em 9 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que cria o CMSE, que é presidido e coordenado pelo MME e composto por representantes da ANEEL, da Agência Nacional do Petróleo, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE serão (i) acompanhar as atividades do setor energético, (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica e (iii) elaborar propostas de ações preventivas ou saneadoras visando à manutenção e/ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

ARSEP

A Agência Reguladora de Serviços Públicos do Rio Grande do Norte, vinculada à Secretária de Infra –Estrutura, foi criada pela Lei Estadual nº. 7.463 de 2 de março de 1999 e alterada pela Lei Estadual nº 7.758 de 9 de dezembro de 1999, e regulamentada pelo Decreto Estadual nº 14.723 de 29 de dezembro de 1999, com o objetivo de regular e fiscalizar a atuação dos prestadores de serviços públicos no Estado do Rio Grande do Norte

Para sua atuação sobre as atividades do setor de energia, a ARSEP celebrou com a ANEEL o Convênio de cooperação ANEEL n.º 009/99, reafirmado pelo convênio 003/2003, visando a descentralização das atividades complementares vinculadas às atribuições da ANEEL, delegando à ARSEP atividades relacionadas, principalmente, à fiscalização e ouvidoria.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu significativas alterações nas normas do setor elétrico com vistas a assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia elétrica, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidoras, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, o ACR; e (ii) um mercado especificamente destinado a transações entre os demais agentes do setor elétrico (por exemplo, PIE(s), Consumidores Livres e agentes comercializadores), denominado ACL;

- restrição de atividades para distribuidoras, de modo a assegurar que as distribuidoras se concentrem exclusivamente na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, de forma a garantir um serviço mais eficiente e confiável aos consumidores cativos;
- eliminação do direito à chamada auto-contratação (“*self-dealing*”), de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis no mercado, ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização – PND, programa originalmente criado para promover o processo de privatização das companhias estatais.

Questionamentos sobre a constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico tem, atualmente, sua constitucionalidade contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal recorreu arguindo que as ações diretas de inconstitucionalidade haviam perdido o objeto uma vez que a medida provisória que estabelecia o novo modelo do setor elétrico já havia se convertido em lei. A decisão final sobre o mérito da questão depende dos votos da maioria dos membros do Supremo Tribunal Federal, em sessão cujo quorum mínimo seja de oito Ministros.

No dia 08 de abril de 2005, o julgamento das ADINs foi novamente suspenso em virtude do pedido de vista por um dos Ministros, contudo, nesse julgamento houve 5 votos em favor da Nova Lei e 2 desfavoráveis a alguns de seus dispositivos. Não existe ainda uma decisão sobre o mérito das ações.

Se a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for considerada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, parte do marco regulatório introduzido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico poderá perder a sua eficácia, gerando incertezas a respeito de quando e como o Governo Federal introduzirá novas mudanças no setor elétrico.

Ambientes paralelos para comercialização de energia elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica serão realizadas em dois diferentes segmentos de mercado: (i) o ACR, que contempla a compra pelas distribuidoras, por meio de leilões públicos, de toda a energia elétrica que for necessária para o atendimento de seus consumidores cativos; e (ii) o ACL, que compreende a compra de energia elétrica por agentes não-regulados, tais como Consumidores Livres e comercializadores de energia elétrica.

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo (tais como usinas de co-geração e as PCHs); (ii) de usinas qualificadas nos termos do PROINFA; e (iii) de Itaipu, não estará sujeita ao processo licitatório para fornecimento de energia elétrica ao ACR. A energia elétrica gerada por Itaipu, situada na fronteira entre Brasil e Paraguai, é comercializada pela Eletrobrás e a quantidade a ser adquirida por cada distribuidora é determinada pelo Governo Federal por meio da ANEEL. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é fixado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e o Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar. Alterações nos preços da energia gerada por Itaipu estão, todavia, sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos, apurados nas tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No ACR, as distribuidoras compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para distribuição a seus consumidores cativos. As distribuidoras devem contratar a compra de energia elétrica de geradoras por meio de leilões, coordenados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica podem ser realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e pelo baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper ou reduzir o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora ficará obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. No entanto, o eventual aumento dos preços de energia elétrica devido a condições hidrológicas será repassado aos consumidores pelas distribuidoras. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEAR.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

O ACL engloba as vendas de energia elétrica livremente negociadas entre concessionárias geradoras, PIE(s), Autoprodutores, comercializadores de energia elétrica, importadores de energia elétrica e Consumidores Livres. O ACL também inclui contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras até a respectiva expiração. Quando de sua expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O consumidor que puder escolher seu fornecedor, cujo contrato com a distribuidora tenha prazo indeterminado, somente poderá rescindir seu contrato com a distribuidora local por meio de notificação a tal distribuidora com antecedência mínima de quinze dias da data limite para a declaração feita pela distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subsequente. Entretanto, até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 dias.

Caso o consumidor opte pelo ACL, somente poderá voltar ao sistema regulado uma vez que tenha entregado à distribuidora de sua região aviso com cinco anos de antecedência, ficando estipulado que a distribuidora poderá reduzir esse prazo a seu critério. O prazo de aviso tem por finalidade assegurar que, se necessária, a construção de novas unidades geradoras possa ser finalizada para suprir os Consumidores Livres que voltarem ao ACR. As geradoras estatais, tais como as geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo estas unidades deverão fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Eliminação da Auto-contratação (Self-dealing)

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para clientes cativos será feita no Ambiente Regulado, a chamada auto-contratação (self-dealing), na qual as distribuidoras podiam satisfazer parte de suas necessidades de energia por meio da compra de energia de partes relacionadas, não mais será permitida, exceto no contexto de contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Regulamentação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal promulgou o Decreto n.º 5.163, que: (i) regulamenta a comercialização de energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulada e Livre; e (ii) dispõe sobre o processo de outorga de concessões e autorizações para geração de energia elétrica. Suas principais disposições versam sobre:

- regras gerais de comercialização de energia elétrica;
- comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (incluindo as regras sobre informações e declarações de necessidades de energia elétrica, leilões para compra de energia elétrica, contratos de compra e venda de energia elétrica e repasse às tarifas dos consumidores);
- comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre;
- contabilização e liquidação de diferenças no mercado de curto prazo; e
- outorgas de concessão.

Dentre as principais regras destaca-se a obrigatoriedade de (i) todo agente consumidor de energia elétrica contratar a totalidade de sua carga; e (ii) todo agente vendedor de energia elétrica apresentar o correspondente lastro físico para a venda de energia (mediante garantia física de energia proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros). Os agentes que descumprirem esta obrigação ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL.

Segundo as regras de comercialização de energia elétrica no ACR, a forma pela qual as distribuidoras devem cumprir a obrigação de atender à totalidade de seu mercado será, essencialmente, por meio dos leilões de compra de energia. Adicionalmente, as distribuidoras poderão adquirir a energia elétrica para atendimento de seu mercado por meio de aquisição de energia proveniente (i) de geração distribuída, (ii) de usinas participantes da primeira etapa do PROINFA, (iii) de contratos de compra e venda de energia firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (iv) de Itaipu. Caberá ao MME a definição do montante total de energia a ser contratado no ACR e a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões a cada ano.

Em linhas gerais, a partir de 2005, todo agente de distribuição, gerador, comercializador, Autoprodutor ou Consumidor Livre deverá declarar, até 1º de agosto de cada ano, sua previsão de mercado ou carga, para cada um dos cinco anos subseqüentes. Cada agente de distribuição deverá declarar, até sessenta dias antes de cada leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes ou de energia proveniente de novos empreendimentos, os montantes de energia que deverá contratar nos leilões. Além disso, as distribuidoras devem especificar a parcela de contratação que pretendem dedicar ao atendimento a Consumidores Potencialmente Livres.

Os leilões de compra, pelas distribuidoras, de energia proveniente de novos empreendimentos de geração serão realizados: (i) cinco anos antes do início da entrega da energia (denominados leilões “A-5”); e (ii) três anos antes do início da entrega (denominados leilões “A-3”). Haverá, ainda, leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes (i) realizados no ano anterior ao de início da entrega da energia (denominados leilões “A-1”); e (ii) para ajustes de mercado, com início de entrega em até 4 meses posteriores ao respectivo leilão.

Os editais dos leilões serão elaborados pela ANEEL, com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no julgamento. Os vencedores de cada leilão de energia realizado no ACR deverão firmar os CCEAR com cada distribuidora, em proporção às respectivas declarações de necessidade das distribuidoras. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste, onde os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição.

Os CCEAR provenientes dos leilões “A-5” ou “A-3” terão prazo de 15 a 35 anos, enquanto que os CCEAR provenientes dos leilões “A-1” terão prazo de 5 a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste terão prazo máximo de dois anos.

Para os CCEAR decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, o Decreto estabelece três possibilidades de redução das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação pela saída de Consumidores Potencialmente Livres, (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4% ao ano do montante contratado para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra e (iii) adaptação às variações de montantes de energia estipuladas nos contratos de geração firmados até 11 de dezembro de 2003.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

Em 26 de outubro de 2004, por meio da Resolução Normativa n.º 109, a ANEEL instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE e as condições de comercialização de energia elétrica.

A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica define, dentre outros, as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, as penalidades e sanções a serem impostas aos agentes, forma de solução de conflitos, condições relativas à comercialização de energia elétrica no ACR e no ACL e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Os Leilões de Energia Existente

Em 7 de dezembro de 2004, a CCEE conduziu o primeiro leilão com base nos procedimentos previstos pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras e geradoras de energia elétrica entregaram, até o dia 2 de dezembro de 2004, suas estimativas de projeção de demanda de energia elétrica para os cinco anos subsequentes e os montantes a serem adquiridos para atendimento de suas demandas em relação a contratos com início de suprimento nos anos de 2005, 2006 e 2007. Baseado nessas informações, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser negociado no leilão de 2004 e a lista de empresas geradoras participantes do leilão. O leilão ocorreu em duas fases, por meio de um sistema eletrônico.

Após a conclusão do leilão de 2004, as geradoras e as distribuidoras celebraram os CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As distribuidoras apresentaram garantias de pagamento às geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de CDB – Certificado de Depósito Bancário.

Outro leilão similar ocorreu em 2 de abril de 2005. Neste segundo leilão foram oferecidos contratos com início de suprimento em 2008 e 2009, porém só se concretizaram vendas para os contratos com início de suprimento em 2008.

Constituição de Garantias Financeiras

A Lei n.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002 (“Lei n.º 10.604/02”), estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da Lei.

A Resolução ANEEL n.º 521/2002 determinou que as concessionárias de serviço público de energia elétrica interessadas em constituir garantias em favor de empreendimentos de geração de energia elétrica, com outorga já concedida, encaminhem solicitação de autorização à ANEEL, indicando o valor, o prazo e demais condições da operação. Referidas garantias somente poderão ser constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que se trata e desde que esses pertençam ao mesmo grupo controlador da concessionária de serviço público de energia elétrica garantidora.

Essa modalidade de garantia será autorizada para o período correspondente à construção da obra, extinguindo-se 180 dias após sua entrada em operação comercial, esta, caracterizada pela operação da última unidade geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela ANEEL. A Resolução também estabelece a metodologia para cálculo dos limites a serem respeitados pelas concessionárias: (a) em função do endividamento em relação ao passivo total; ou (b) em função da geração interna de recursos apurados anualmente, no período abrangido pela garantia pretendida.

Deverá constar da contratação pleiteada a expressa renúncia dos agentes financiadores a qualquer ação ou direito contra a ANEEL e o Poder Concedente, em decorrência de desatendimento pelas concessionárias dos compromissos assumidos, ressalvando-se ainda, no instrumento de contratação que, o uso do produto da eventual indenização dos bens reversíveis para pagamento aos financiadores estará limitado ao valor dos débitos não liquidados.

Os agentes integrantes da CCEE deverão apresentar garantias financeiras com o objetivo de dar segurança ao mercado de energia elétrica, minimizando o risco de inadimplência no processo de liquidação financeira da energia vendida na CCEE.

Em 28 de fevereiro de 2005, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa n.º 150/05 que altera a forma de cálculo das garantias financeiras previstas na comercialização de energia elétrica. Os novos critérios instituídos pela nova resolução, no que concerne à comercialização, levam em conta a apuração dos três últimos saldos devedores por empresa, nos 24 meses precedentes à contabilização das transações de compra e venda de energia na CCEE. Períodos atípicos como os de racionamento e os de redução, em níveis críticos, da capacidade de armazenamento dos reservatórios de usinas hidrelétricas não serão considerados no histórico desses 24 meses de contabilização. A ANEEL já sinalizou que está analisando uma proposta de regra de mercado com a caracterização definitiva dos períodos atípicos.

Tarifas e encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece as tarifas e encargos pelo uso e acesso a tais sistemas. As tarifas são (i) a TUSD, tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada distribuidora; e (ii) a TUST, a tarifa cobrada pelo uso da Rede Básica e demais instalações de transmissão. Além disso, as distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargo pelo transporte da energia de Itaipu e algumas distribuidoras que acessam o sistema de transmissão de uso compartilhado pagam encargo de conexão. A seguir apresentamos um detalhamento desses custos e receitas.

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta, principalmente, dois fatores: a inflação verificada no ano e os investimentos em expansão, manutenção e operação da rede verificadas no ano anterior. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em KW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW.

TUST

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente de acordo com (i) a inflação; e (ii) as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão determinadas pela ANEEL. Segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários de sistemas da transmissão. Os usuários da rede de transmissão, incluindo as geradoras, assinaram contratos com o ONS que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas. Outras partes da rede detidas por empresas de transmissão, mas que não fazem parte integrante da Rede Básica são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma taxa específica.

Incentivos para fontes alternativas de energia

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das Usinas Hidrelétricas. Os benefícios conferidos às Usinas Termelétricas nos termos do PPT incluem (i) fornecimento garantido de gás durante 20 anos; (ii) garantia do repasse de seu custo de aquisição pelas distribuidoras, até o limite do valor normativo de acordo com a regulamentação da ANEEL; e (iii) acesso garantido a programa de financiamento especial do BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o Governo Federal criou o PROINFA com o objetivo de criar incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, PCHs e projetos de biomassa. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás comprará a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos. Em sua fase inicial, o PROINFA está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW e os projetos que busquem se qualificar para os benefícios oferecidos pelo PROINFA deverão estar em operação em 31 de dezembro de 2006.

Encargos setoriais

Em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Congresso brasileiro criou a RGR destinada a prover fundos para tal indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a metodologia de cálculo da taxa que todas as distribuidoras e certas geradoras que operem em regimes de serviço público são obrigadas a efetuar a título de contribuição mensal ao Fundo RGR, a uma alíquota anual igual a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operações, sem exceder, contudo, 3% das receitas operacionais totais em qualquer exercício. Nos últimos anos, nenhuma concessão foi revogada ou deixou de ser renovada, tendo a RGR sido utilizado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR deverá ser extinta até 2010 e a ANEEL deverá revisar as tarifas de energia elétrica de maneira tal que o consumidor receba algum benefício em função da extinção da RGR.

O Governo Federal impôs uma taxa sobre os PIE(s) que utilizam recursos hídricos, com exceção das PCHs, similar à taxa cobrada de empresas de serviço público com relação à RGR. Os PIE(s) são obrigados a efetuar pagamentos ao Fundo de Uso de Bem Público (Fundo UBP), de acordo com as regras do correspondente processo licitatório para outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos ao Fundo UBP realizados desde 31 de dezembro de 2002 têm sido efetuados diretamente ao Governo Federal.

As distribuidoras e geradoras que comercializem energia elétrica diretamente com consumidores finais devem contribuir para a CCC. A CCC foi criada em 1973 com a finalidade de gerar reservas financeiras para cobrir os aumentos de custos associados ao aumento do uso de Usinas Termelétricas, na hipótese de estiagem, tendo em vista os custos marginais de operação mais altos das Usinas Termelétricas em comparação com as Usinas Hidrelétricas. Cada empresa de energia elétrica está obrigada a contribuir anualmente para a CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo do combustível que as Usinas Termelétricas precisarão no ano seguinte. A CCC, por sua vez, reembolsa as empresas de energia elétrica por parcela significativa dos custos de combustível de suas Usinas Termelétricas. A CCC é gerida pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal dispôs sobre a extinção da CCC. Os subsídios provenientes da CCC serão extintos no decorrer do período de três anos, a partir de 2003, em relação a Usinas Termelétricas construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao Sistema Interligado Nacional. As Usinas Termelétricas construídas posteriormente a essa data não terão direitos aos subsídios da CCC. Em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às Usinas Termelétricas localizadas em sistemas isolados durante um período de 20 anos com o fim de promover a geração de energia elétrica nessas regiões.

Com exceção de determinadas PCHs, todas as instalações hidrelétricas do Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros pela utilização de recursos hidrológicos. Esses valores tomam por base a quantidade de energia elétrica gerada por cada usina, sendo pagos aos estados e municípios nos quais a usina ou o reservatório da usina fica situado.

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE, que é composta por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias à título de uso de bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e, desde 2003, por taxas anuais a serem pagas por agentes que comercializem energia elétrica a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. As quotas relativas à CDE são ajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. A CDE terá duração de 25 anos e será regulamentada pelo Poder Executivo e administrada pela Eletrobrás.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu que o não pagamento da contribuição à RGR, ao PROINFA, à CDE, à CCC, ou a não realização dos pagamentos devidos em função da compra de energia elétrica no ACR ou de Itaipu impedirá que a parte inadimplente receba um reajuste de tarifa (exceto pela revisão extraordinária) ou que receba recursos oriundos da RGR, da CDE ou da CCC.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE) foi instituída pela Lei 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/97. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a auto-produção de energia).

A TFSEE alcança 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à ANEEL, em doze quotas mensais.

Universalização

O programa de universalização do fornecimento de energia elétrica foi criado pela Lei n.º 10.438/02, posteriormente modificada pela Lei n.º 10.762 e refere-se à obrigação do 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 2,3 kV, ainda que necessária a extensão de rede de tensão inferior ou igual a 138 kV, sem ônus para o solicitante.

É importante destacar que o projeto de universalização engloba o atendimento de todos os pedidos de ligação de consumidores de baixa tensão com carga instalada inferior a 50 kW, inclusive nas áreas onde a rede elétrica já está consolidada, ou seja, onde a ligação é realizada apenas com a construção do ramal de ligação. Dessa forma, o atendimento das solicitações de ligação através do tele-atendimento ou, até mesmo, do pedido dos clientes diretamente nos escritórios das distribuidoras de energia elétrica, desde que enquadradas nas condições da lei, são considerados para os efeitos da universalização.

Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

No MAE e atualmente na CCEE, a proteção contra riscos hidrológicos para Usinas Hidrelétricas com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradoras hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com as normas brasileiras, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende da energia efetivamente gerada, e sim da Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo Contrato de Concessão. As diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada são cobertas pelo MRE.

O principal propósito do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de Energia Assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas, para aqueles que geraram abaixo. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da Energia Assegurada, é precificada por uma tarifa denominada “Tarifa de Energia de Otimização” – TEO, que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente para cada gerador.

Escassez de energia e racionamento

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em situação na qual o Governo Federal decreta redução compulsória do consumo de energia elétrica em certa região, todos os Contratos de Energia no ACR, registrados na CCEE, na qual o comprador estiver localizado, terão suas quantidades ajustadas na mesma proporção da redução de consumo.

Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

As concessionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica são obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. As empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa e PCHs estão isentas desta obrigação.

Aspectos Concorrenciais

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 19 de julho de 2000, por meio da Resolução n.º 278/00. De acordo com a referida Resolução, (i) nenhuma geradora, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, 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, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição na região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado de distribuição na região norte/nordeste; (iii) nenhuma companhia de comercialização, isoladamente ou em conjunto com seus controladores diretos e indiretos, poderá negociar mais de 20% da energia comercial final do Brasil (consumidores finais), 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 total 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 empresa geradora ou distribuidora. No caso de agente que detenha ações do grupo de controle de empresa geradora ou distribuidora, o cálculo de tais limites toma por base o número de ações ordinárias da companhia detidas pelo agente nestas empresas. No caso de sociedade de responsabilidade limitada, o cálculo toma por base a participação do agente no capital da companhia.

A chamada auto-contratação (autorização para as distribuidoras comprarem até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica de empreendimento de geração próprio) não será mais permitida, exceto em relação a contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As distribuidoras poderão, no entanto, comprar energia elétrica de partes relacionadas quando participarem dos processos licitatórios para compra de energia elétrica no ACR e a geradora vencedora da licitação for uma parte relacionada da distribuidora.

PANORAMA DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE

O Estado do Rio Grande do Norte possui uma área territorial de 53.077 km² (cinquenta e três mil, e setenta e sete quilômetros quadrados), com população estimada em mais de 2.962.226 habitantes.

No ano de 2004, as estimativas realizadas pela CEPLAN a partir de dados do IBGE - Coordenação de Contas Nacionais, mostram que o PIB do Estado do Rio Grande do Norte teve um crescimento de 5,80% na comparação com o ano anterior.

Os últimos dados divulgados pelo IBGE, mostram que o PIB brasileiro apresentou um crescimento de 4,9% no quarto trimestre e de 4,6% no ano de 2004.

A economia do Estado do Rio Grande do Norte participava, em 2002, último ano dos dados oficiais publicados pelo IBGE, com 6,4% do Produto Interno Bruto (PIB) do Nordeste e 0,9% do País. Quanto à evolução do nível de atividade econômica desse Estado, observa-se que as suas taxas médias de crescimento, segundo todos os períodos, explicitados abaixo, foram superiores às apuradas tanto na Região Nordeste, como no Brasil como um todo: 1985-1990 (4,4%); 1991-2000 (3,5%); 1985-2002 (3,6%) e 2001-2004 (3,6%) novamente.

O setor industrial potiguar foi o principal responsável pelo excelente desempenho da economia, no período 1985-2002, registrando taxas médias anuais de crescimento de 7,81%, entre os anos de 1985-1990 e 4,45% na série 1991-2000, culminando com 4,46% nos últimos dezessete anos (1985-2002).

Colaboraram, significativamente, para o comportamento do incremento real do valor adicionado do segmento industrial, as taxas obtidas pelas atividades da extrativa mineral e da indústria de transformação, no primeiro quinquênio (1985-1990), de 7,65% e 7,92%, respectivamente, impulsionadas pela produção de petróleo, têxteis e confecções.

HISTÓRICO DA EMISSORA

A COSERN, concessionária de serviço público de energia elétrica, é uma companhia aberta com sede na cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, na Rua Mermoz, nº 150.

A COSERN foi constituída pela Lei nº 2.721, de 14 de dezembro de 1961, regulamentada pelo Decreto Estadual nº 3.878, de 8 de janeiro de 1962, sob a denominação de “Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte – COSERN”, como sociedade de economia mista, controlada pelo Estado do Rio Grande do Norte. A Companhia tinha na época por objeto a produção, o aproveitamento e o comércio, sob qualquer modalidade, de energia elétrica conforme disposto no Decreto Federal nº 1.302, de 3 de agosto de 1962.

A Emissora iniciou a construção de linhas e redes no interior do Estado com o objetivo de eletrificar todo o Estado do Rio Grande do Norte, utilizando-se da energia produzida pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF. Na época, os serviços de energia elétrica da capital estavam sob a responsabilidade da Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil – CFLNB.

Em 1968, com 47 municípios eletrificados e 44.157 consumidores, a COSERN, com o apoio da ELETROBRÁS, incorporou ao seu patrimônio a CFLNB, e, em 1972, também incorporou ao seu patrimônio a Companhia de Melhoramentos Mossoró S.A. – COMENSA.

Em 22 de dezembro de 1987, o Governo do Estado do Rio Grande do Norte sancionou a Lei nº 5.694, ampliando o objeto social da COSERN e adotando a denominação atual de Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN.

Em 12 de dezembro de 1997, a Emissora foi privatizada, por meio do leilão realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, no qual o consórcio formado pela COELBA, Guaraniana e UPTICK Participações adquiriu 77,92% do capital total da Emissora pelo valor de R\$676,4 milhões.

Em 31 de dezembro de 1997, a União concedeu à Companhia o direito à exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica e das instalações de transmissão, abrangendo uma área de 53.307 Km² atendendo a 167 municípios o que perfaz uma população de aproximadamente 2.978.440 habitantes. A COSERN é a única concessionária de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Norte.

Em 04 de janeiro de 1999, a COSERN tornou-se companhia aberta, inscrita na CVM sob o n.º 01813-9.

A partir de 17 de maio de 1999, foram iniciados negócios com ações de emissão da COSERN na BOVESPA.

Em 29 de dezembro de 2000, foi aprovada em Assembléia Geral Extraordinária da Companhia uma reestruturação societária envolvendo Guaraniana, COELBA, Uptick Participações, COSERN e Ibidem, a qual foi autorizada pela ANEEL através da Resolução nº 474, de 30 de novembro de 2000. Essa reestruturação societária teve por objeto a incorporação do ágio originado na aquisição da Emissora, quando de sua privatização.

O racionamento de energia marcou o ano de 2001 em todo o Brasil (ver seção “Visão Geral do Setor de Energia Elétrica”), tendo a Companhia sofrido os efeitos de tal racionamento. Sua arrecadação, por exemplo, reduziu 10,2% em relação à de 2000. Apesar disso, a Companhia apresentou melhora no desempenho em várias áreas, tendo recebido: dois prêmios da ABRADEE, considerando a Emissora a “Melhor Distribuidora da Região Nordeste” e “Melhor Gestão Econômico-Financeira do Brasil”; o prêmio da Revista Eletricidade Moderna como “Maior Evolução do Desempenho do Nordeste”; e o prêmio concedido pelo Instituto Miguel Calmon de “Melhor Empresa de Concessão Pública da Região Nordeste”.

No dia 6 de junho de 2001, o Conselho de Administração da Companhia autorizou a participação da Companhia na Termoaçu, sociedade autorizada pela ANEEL a estabelecer-se como produtor independente de energia elétrica. Em 1º de agosto de 2001, foi firmado Termo de Transferência de Titularidade por meio do qual a Guaraniana S.A. cedeu para a Companhia uma ação ordinária nominativa, com direito a voto, do capital social da Termoaçu S.A. Em 2 de outubro de 2001, a Emissora subscreveu 68.639.961 ações ordinárias nominativas da Termoaçu, equivalente a 68,69% do capital social da empresa.

Em 17 de outubro de 2001, o objeto social da Emissora foi alterado novamente, passando a vigorar nos seguintes termos: “estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo”.

Atualmente, a composição acionária da COSERN é formada pela COELBA com 67,4% de participação, representando 113.285 mil ações, Grupo Neoenergia com 25,2% de participação, representando 42.427 mil ações, UPTICK Participações com 5,8 % de participação, representando 9.808 mil ações, e outros com 1,6% de participação, representando 2.581 mil ações.

Em março de 2003, em virtude de determinação da ANEEL de desverticalizar as atividades de geração e distribuição, a COSERN procedeu à venda de suas ações da Termoaçu para a Neoenergia.

Em 2002, a Emissora foi classificada em 12º lugar em pesquisa de satisfação do consumidor realizada pela ANEEL, envolvendo exclusivamente as empresas participantes da ABRADDEE. A associação ainda considerou a Companhia como a “2ª Melhor Gestão Econômico Financeira do Brasil” e a “16ª Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil”. Consideradas somente as empresas de médio e grande porte, a COSERN ficou em 1º lugar no Nordeste e em 9º lugar no Brasil. No quesito Responsabilidade Social, a Emissora manteve a posição do ano anterior, permanecendo em 5º lugar entre 44 empresas distribuidoras de energia elétrica participantes do prêmio.

No mesmo ano, observaram-se bons resultados também no que se refere à qualidade dos serviços prestados e à quantidade de energia vendida. Verificou-se ainda melhora na atividade comercial da Emissora.

Em 2003, a Emissora foi premiada pela ABRADDEE, como a “Melhor Distribuidora da Região Nordeste” e obteve a 3ª posição nas categorias “Responsabilidade Social” e “Maior Evolução de Desempenho”. Na classificação geral e na categoria “Melhor Gestão Econômico-Financeira”, a Companhia obteve a 5ª posição, concorrendo com 40 distribuidoras de energia elétrica do Brasil cujo respectivo mercado supera 400 mil clientes.

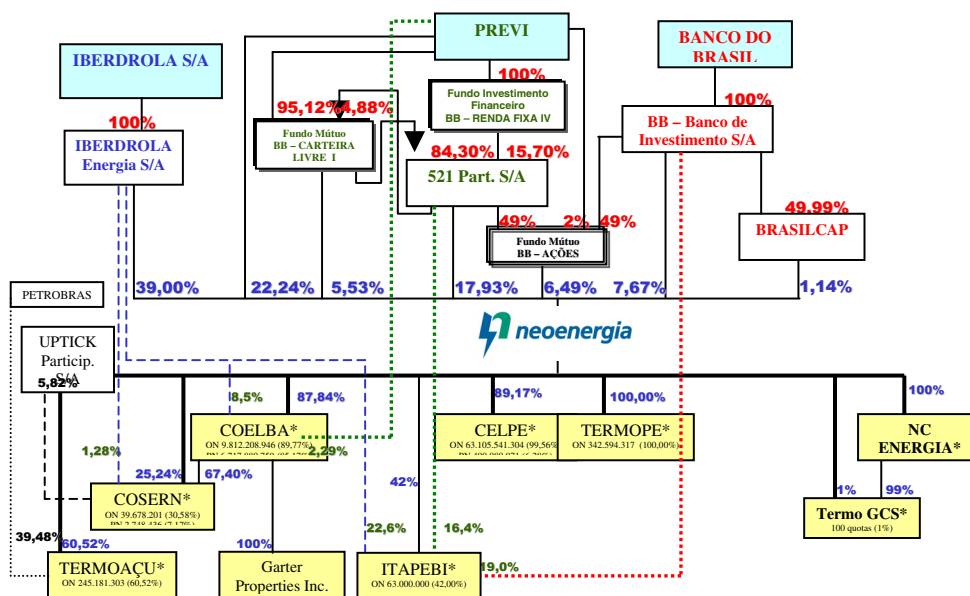
No ano de 2004, a COSERN ganhou o Prêmio Eletricidade Moderna, tendo sido reconhecida como a melhor empresa da Região Nordeste. O *ranking* aponta as distribuidoras de energia elétrica que se sobressaíram em seus processos comerciais, operacionais, de engenharia e de minimização de perdas no ano de 2003.

Foi classificada em segundo lugar no Prêmio ABRADDEE 2004 na categoria de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica da Região Nordeste. Este prêmio focaliza os resultados globais produzidos pela Empresa. As premiadas são aquelas que demonstraram resultados consistentemente superiores no conjunto das três áreas: mercado (cliente), operacional e econômico-financeira. A estrutura de critérios, indicadores e pesos reflete uma visão ampla e equilibrada da gestão das distribuidoras. Na categoria geral, no item Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil, a COSERN obteve o 11º lugar entre as 28 maiores empresas concorrentes com mais de 400 mil clientes.

ESTRUTURA ORGANIZACIONAL E PRINCIPAIS ACIONISTAS

A COSERN é controlada pela COELBA, que por sua vez é controlada pela Neoenergia, cujo controle acionário é detido por Banco do Brasil, PREVI e Grupo Iberdrola no país (veja o item “Composição do Capital Social – Acionistas”).

O gráfico abaixo mostra detalhadamente o grupo de empresas em que se insere a COSERN:



* Quantidade de ações da Neoenergia S.A. no capital da controlada – posição em junho/2005

Reestruturações Societárias do Grupo Neoenergia

Além das reestruturações societárias ocorridas no âmbito exclusivo da COSERN descritas neste Prospecto, as demais sociedades do grupo estiveram envolvidas nas seguintes reestruturações:

- Alienação de 20% das ações da Itapebi, de titularidade da Neoenergia, sendo 16,4% para a 521 Participações S.A. e 3,6% para a Iberener, por meio de contrato de compra e venda, celebrado em fevereiro de 2000, representada por 63 milhões de ações ordinárias de emissão da Itapebi no valor de R\$ 126.257 mil, aprovada em reunião dos conselhos de administração da Itapebi e da COELBA, realizada em 23 de outubro de 2003.
- Alienação da participação detida pela COSERN na Termoaçú para a Neoenergia, por meio de compra e venda, em 31 de março de 2003, de 150.640 mil ações ordinárias nominativas de propriedade da COSERN, no valor de R\$ 182.378 mil, a fim de, dentre outros motivos, cumprir a exigência da ANEEL de desverticalizar as atividades de geração e distribuição, conforme reunião dos conselhos de administração da COSERN e Neoenergia, realizada em março de 2003.

- Em cumprimento ao Despacho ANEEL n.º 444/01, a CELPE vendeu sua participação acionária na Termopernambuco à Neoenergia, em outubro de 2003. Essa participação corresponde a 72,57% do capital social integralizado da termelétrica. O valor da venda foi de R\$ 333.876.606,93. Essa operação de venda da Termopernambuco foi homologada pela ANEEL em 24 de dezembro de 2004.

Acionistas da COSERN

O quadro abaixo demonstra a distribuição do capital social da Companhia entre seus Principais Acionistas, em 30 de junho de 2005:

	MIL/AÇÕES ON		MIL/AÇÕES PN A		MIL/AÇÕES PN B		TOTAL	
Acionistas	QTDE	%	QTDE	%	QTDE	%	QTDE	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76	16.674	94,1	113.285	67,4
Neoenergia	39.678	30,6	2.748	13,3	-	-	42.426	25,2
Uptick Participações	7.577	5,8	1.157	5,6	1.048	5,9	9.782	5,8
Iberdrola Energia	1.269	1,0	886	4,3	-	-	2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8	-	-	426	0,3
Total	129.746	100,0	20.606	100,0	17.722	100,0	168.074	100,0

COELBA

A COELBA, sociedade anônima de capital aberto desde 1994, é a concessionária de distribuição de energia elétrica no Estado da Bahia. Foi constituída nos termos da Lei Estadual nº 1.196/59, obtendo autorização para funcionar como empresa concessionária de energia elétrica, nos termos da legislação específica federal, através do Decreto nº 48.161/60.

O objeto social da COELBA consiste em: (i) estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos, que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e (ii) atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado da Bahia, à União Federal ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, organizar subsidiárias, incorporar outras sociedades ou delas participar e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

Neoenergia

A Neoenergia é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, cujo objeto social consiste em: (i) participar em outras sociedades; (ii) intermediar e assessorar negócios, no País ou no exterior; (iii) importar bens e serviços; e (iv) realizar estudos e projetos comerciais, industriais, bem como as respectivas implementações. Constituída em 14 de fevereiro de 1996, a Neoenergia foi adquirida em 5 de agosto de 1997 pelo grupo formado por Iberdrola Participações S.A., PREVI – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil, BB - Banco de Investimentos S.A., Fundo Price e BRASILCAP – Capitalização S.A. Em outubro de 1998, a sócia Iberdrola Participações S.A. transferiu sua participação para a Iberdrola Energia S.A. A Neoenergia é controladora da COELBA, empresa que controla a Companhia.

Uptick Participações

A Uptick Participações é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, constituída em 8 de setembro de 1997. Seu objetivo social é participar como acionista da Emissora, de forma direta ou indireta, bem como em empresas em que os acionistas diretos ou indiretos da COSERN venham a participar como quotistas ou acionistas.

Atualmente, sua atividade está resumida à participação direta na COSERN, que se encontra registrada com base no método de equivalência patrimonial. São acionistas da Uptick Participações fundos de pensão das regiões Norte e Nordeste, dentre os quais FACHESF, CELPOS, FAELCE, FASERN, FUNCASAL e Fundação BANORTE.

Desverticalização

Conforme estabelecido na Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, 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 ou qualquer outra atividade estranha à atividade de distribuição de energia elétrica.

Deste modo, as usinas que integram o contrato de concessão da COELBA, bem como as instalações de transmissão de energia elétrica, deverão ser desverticalizadas, ou seja, não mais farão parte dos ativos da COELBA. Também por força da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a participação societária que a COELBA possui atualmente na COSERN deverá ser extinta dentro do prazo legal determinado pela referida lei.

Em 5 de setembro de 2005, a ANEEL aprovou a transferência das ações de emissão da COSERN detidas pela COELBA para a Neoenergia, de sorte que esta passe a deter o controle acionário da Companhia. Em 31 de agosto de 2005 foi publicado o despacho da ANEEL no Diário Oficial do Estado da União. A COELBA tem 120 (cento e vinte) dias para cumprir a determinação da ANEEL.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, ficou determinado um prazo de 18 meses, da data da sua publicação em 16 de março de 2004, para que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de energia elétrica se adaptem às exigências de desverticalização e descruzamento societário. A regulamentação deverá prever sanções para o descumprimento do acima disposto após o período estabelecido para a desverticalização.

Acordo de Acionistas

Em 30 de junho de 2005, não havia nenhum acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia.

Reestruturações e Participações Societárias da COSERN

Em 29 de dezembro de 2000, foi aprovada em Assembléia Geral Extraordinária da Companhia reestruturação societária envolvendo a Guaraniana (atual Neoenergia), COELBA, Uptick Participações, COSERN e Ibidem, autorizada pela ANEEL através da Resolução nº 474, de 30 de novembro de 2000.

A Guaraniana, Coelba e Uptick Participações adquiriram, em processo licitatório de privatização realizado em dezembro de 1997, o controle acionário da COSERN, com expressivo ágio. Posteriormente, através de oferta pública de compra de ações, realizada na Bovespa em 12 de maio de 2000, a COELBA e Uptick Participações adquiriram ações ordinárias e preferenciais de emissão da COSERN que estavam em circulação no mercado, também com significativo ágio.

No processo de reestruturação, foi criada a Ibidem, mediante a transferência das ações de emissão da COSERN, de titularidade da Guaraniana, COELBA e Uptick, e do respectivo ágio.

Posteriormente, procedeu-se à incorporação da Ibidem pela COSERN. Referida incorporação foi efetivada levando-se em conta o valor do patrimônio líquido da Ibidem, cujos elementos patrimoniais ativos e passivos se encontravam refletidos em seu balanço de 30 de novembro de 2000, avaliado pelo valor contábil de R\$ 429,661 milhões, assim discriminado:

30/11/2000	
Caixa	1 mil
Investimento em controlada	212,734 milhões
Ágio a amortizar	638,018 milhões
Provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido – PMIPL	(421,092 milhões)
Patrimônio Líquido	429,661 milhões

Os registros contábeis efetuados na Emissora, para fins societários e fiscais, apresentam contas específicas relacionadas ao ágio, provisão, amortização e reversão da provisão constituída e crédito fiscal. A parcela do acervo líquido originado da incorporação, correspondente à economia fiscal futura, no valor de R\$216,9 milhões, foi registrada em conta de reserva especial de ágio, no patrimônio líquido.

A amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e está sendo amortizado pelos períodos remanescentes da concessão. Na Companhia, o ágio vem sendo amortizado segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL n.º 474, de 30 de novembro de 2000, em 325 parcelas mensais, desde dezembro de 2000, conforme demonstrado na tabela de curvas de amortização de ágio a seguir.

<i>Curvas de amortização de ágio</i>					
Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2000	0,03621	2011	0,03983	2022	0,02666
2001	0,04654	2012	0,03842	2023	0,02551
2002	0,04344	2013	0,03705	2024	0,02442
2003	0,04667	2014	0,03741	2025	0,02336
2004	0,04707	2015	0,03575	2026	2235
2005	0,04656	2016	0,03430	2027	0,02140
2006	0,04547	2017	0,03289		
2007	0,04455	2018	0,03153		
2008	0,04297	2019	0,03022		
2009	0,04118	2020	0,02907		
2010	0,04133	2021	0,02784		

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R\$ 169.217 mil em 31 de dezembro de 2004 e de R\$ 164.168 mil em 30 de junho de 2005 que, em essência, representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício Fiscal Ágio Incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

Participações Societárias

Atualmente, a COSERN não detém participações em outras sociedades.

ATIVIDADES DA EMISSORA

A Emissora é uma concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, sendo seu mercado de atuação o Estado do Rio Grande do Norte, atendendo a 167 municípios do território estadual numa área de 53.167 km².

Através do Contrato de Concessão nº 08/97, de 31 de dezembro de 1997, a União concedeu à Companhia o direito à exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica e das instalações de transmissão necessárias à distribuição no Estado do Rio Grande do Norte.

A prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica é viabilizada através de redes de distribuição, ramificadas em toda a área de concessão da Companhia. Esse serviço é prestado diretamente pela COSERN aos consumidores finais, subdivididos em várias classes de tensão e de consumo. A energia elétrica vendida é quantificada por meio da instalação de medidores com leituras mensais, cujas informações são processadas e com base nas mesmas, são emitidas faturas com a aplicação de tarifas, encargos e tributos estabelecidos pelas leis vigentes.

São acessórias à distribuição de energia elétrica pela COSERN as seguintes atividades: (i) ligação e vistoria da unidade consumidora; (ii) aferição de medidor a pedido do consumidor; (iii) verificação do nível de tensão a pedido do consumidor; (iv) religação de unidade consumidora; (v) faturamento e arrecadação; (vi) averiguação de danos no sistema; e (vii) construção de novas linhas de transmissão e distribuição.

As tarifas cobradas pela Emissora de seus clientes são fixadas pelo Poder Concedente, passíveis de reajuste e revisão. Os reajustes: (i) ordinários são procedidos anualmente, e (ii) os extraordinários a qualquer tempo, sempre que o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão for ameaçado. As revisões tarifárias ocorrem a cada cinco anos e objetivam, nos termos do Contrato de Concessão, a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Instalações Operacionais

A energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte é 100% distribuída pela COSERN, que atende a 167 municípios do Estado.

A distribuição de energia elétrica consiste no transporte da energia da fronteira com a Rede Básica até o ponto de entrega aos consumidores finais.

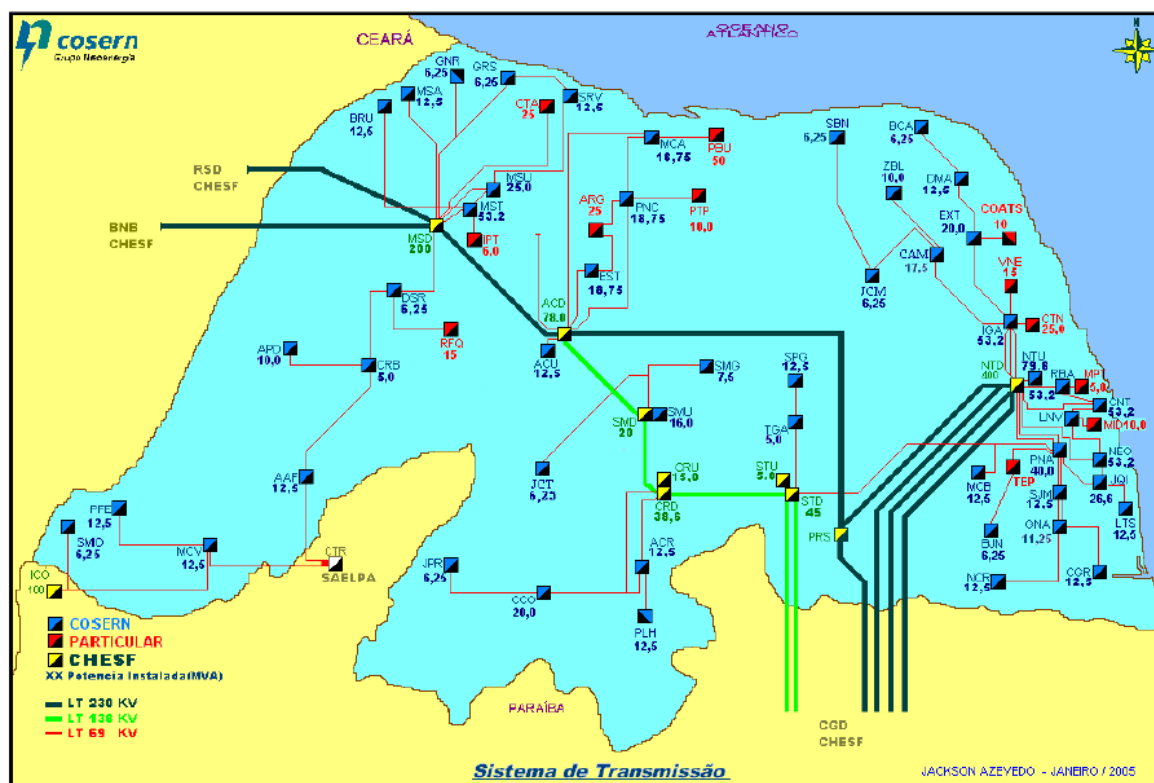
Em relação às linhas de sub-transmissão cujas tensões são de 69 Kv e 13,8 kV, com extensão de 1.809,067 km, a Emissora apresentou uma potência instalada de 881.150 kVA, distribuídas nas 52 subestações para suprir o Estado do Rio Grande do Norte, em 30 de junho de 2005.

Em 30 de junho de 2005, a rede de distribuição da Companhia era composta por 415.747 postes, com aproximadamente 31.615 km de linhas e 21.165 transformadores de distribuição, com uma capacidade instalada total de 772.760 kVA. A Emissora fornece energia em alta tensão (69 kV) para 11 de seus maiores consumidores, enquanto que o restante dos consumidores recebe energia em média tensão (13,8 kV) ou baixa tensão (380/220V). O principal centro urbano servido pela COSERN é Natal, que representava 27,2 % da totalidade de consumidores da Companhia, em 30 de junho de 2005.

Toda a rede de distribuição e transmissão da Emissora é aérea, estando conectada ao sistema de geração e transmissão da CHESF por meio de linhas de suprimento que vêm de 7 subestações: Açú II, Currais Novos II, Mossoró II, Natal II, Santa Cruz II, Santana dos Matos II e Icó.

Antes da privatização, a rede de transmissão da COSERN era deficitária em relação à rede de distribuição. A Companhia investiu vultosos recursos a partir do ano de sua privatização no desenvolvimento de sua rede de transmissão e rede de distribuição. A partir de 1998 foram construídos 623 km de redes de transmissão em 69 kV e 16 novas subestações, contando com a aquisição de subestação móvel.

A rede de transmissão da CHESF e as subestações da Emissora estão representadas no mapa abaixo:



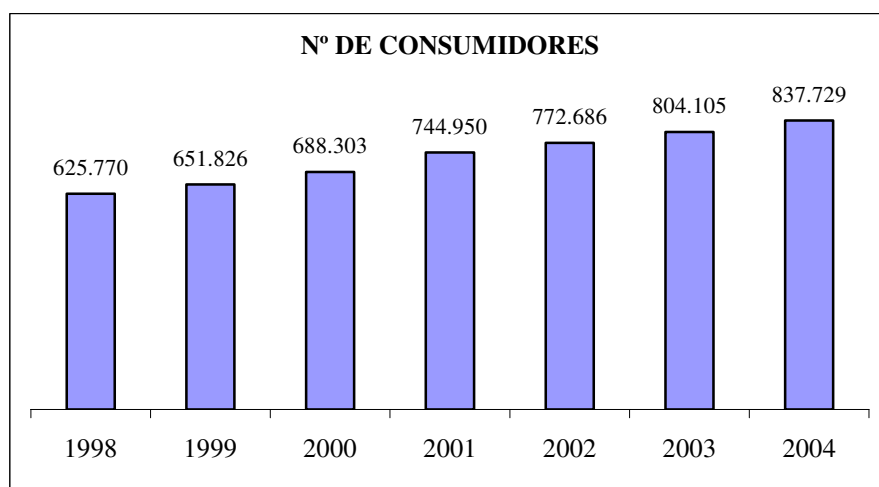
A tabela a seguir contém informações a respeito da rede de distribuição e transmissão referentes aos últimos cinco anos:

	2000	2001	2002	2003	2004
Rede de Transmissão					
Linhas de Transmissão (km) 69 kV	1.498,9	1.642,0	1.716,1	1.806,8	1808
Potência Instalada em transformadores de Subestações (MVA)	823,65	851,15	867,40	881,15	881
Subestações	43	47	50	51	52
Rede de distribuição					
Linhas de distribuição até 13,8 kV (km)	24.053	25.359	26.278	30.306	30.672
Potência Instalada em transformadores de Distribuição	527.895	612.000	680.000	752.000	768.000
Número de postes	305.857	326.585	340.752	385.111	406.991
Número de localidades servidas					
Sedes	167	167	167	167	167

Fonte: COSERN

Mercado de Energia Elétrica

Em 30 de junho de 2005, a COSERN atendia a 854.270 consumidores, com demanda de 552 MW. É a 4ª concessionária de serviços de distribuição de energia elétrica do nordeste, com cerca de 6,8% de participação nesse mercado, de acordo com o Informe de Mercado Eletrobrás de dezembro de 2004. O gráfico abaixo demonstra a evolução do número de clientes da Companhia nos últimos anos:



O consumo de energia elétrica concentra-se na região metropolitana de Natal, cuja demanda, em junho de 2005, totalizou 28,97 % da energia distribuída, fato explicado pela presença de indústrias, centros comerciais e de 27,2% do número de consumidores da COSERN.

A classe residencial detém a maior participação de consumo no mercado da COSERN, seguida das classes comercial e rural, conforme apresentado na tabela abaixo para os 1^{os} semestres de 2004 e 2005:

CONSUMO								
CLASSES	Mês				Acumulado Até Mês			
	Realizado (MWh)	Orçado (MWh)	Var %	Variação 05/04 (%)	Realizado (MWh)	Orçado (MWh)	Var %	Variação 05/04 (%)
Residencial	78.759	76.225	3,32	6,80	491.978	485.199	1,40	8,34
Normal	53.593	52.054	2,96	7,33	338.142	331.345	2,05	10,80
Baixa Renda	25.166	24.171	4,12	5,70	153.836	153.854	(0,01)	3,30
Industrial	61.930	64.786	(4,41)	(20,47)	386.317	389.599	(0,84)	(8,78)
Comercial	47.138	45.013	4,72	13,00	284.266	267.612	6,22	14,95
Rural	19.504	22.406	(12,95)	(8,73)	162.204	137.288	18,15	21,23
Outros	40.669	40.617	0,13	6,06	243.032	239.433	1,50	7,52
Total	248.000	249.048	(0,42)	(2,00)	1.567.796	1.519.131	3,20	5,59

Fonte: CME

No ano de 2004, o consumo de energia foi de 3.061 GWh, tendo uma variação positiva de 3,24% em relação ao ano de 2003, e positiva de 18,18 % em relação a 2002. Ao compararmos com o ano de 2000, período anterior ao racionamento, o consumo faturado em 2004 apresentou um acréscimo de 15,08%.

No primeiro semestre do ano de 2005, o consumo de energia foi de 1.712 GWh, tendo um aumento de 10,69% em relação ao primeiro semestre de 2004.

A partir de 2001, tendo em vista o racionamento de energia elétrica verificado em vários estados brasileiros, incluindo o Estado do Rio Grande do Norte, instalou-se na população brasileira uma preocupação com o desperdício de energia elétrica, fazendo com que os consumidores mudassem seus hábitos. Como consequência, houve uma redução no consumo médio residencial mensal que era de 121,18 kWh/cliente em 2000, e passou para 102,40 kWh/cliente em 2004.

A Companhia encerrou o ano de 2004 com 837.729 mil clientes com contratos ativos. Em 30 de junho de 2005, este número correspondeu a 854.270 mil clientes. A tabela abaixo apresenta o total de contratos ativos da Companhia em 30 de junho de 2005:

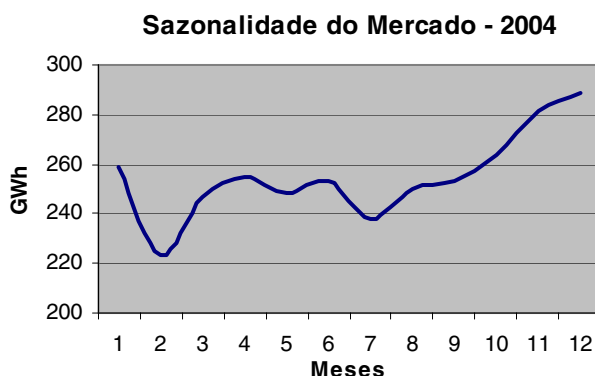
TOTAL DE CONTRATOS					
CLASSES	Mês			Mês ano anterior	
	Realizado	Orçado	Var %	Realizado	Var %
Residencial	744.892	745.845	(0,13)	713.730	4,37
Normal	340.219	418.692	(18,74)	321.070	5,96
Baixa Renda	404.673	327.153	23,70	392.660	3,06
Industrial	4.396	4.424	(0,63)	4.400	(0,09)
Comercial	59.891	59.767	0,21	57.526	4,11
Rural	31.470	30.465	3,30	28.370	10,93
Outros	13.620	13.465	1,15	12.914	5,47
Total	854.270	853.967	0,04	816.941	4,57

A tabela abaixo mostra a evolução da taxa de atendimento da Companhia para os anos de 2002 a 2004:

Taxa de Atendimento – Número de Clientes/ Total Domicílios (%)			
Ano	2002	2003	2004
Rural	86,6%	86,9%	89,1%
Urbana	99,0%	99,2%	99,9%

Sazonalidade

Apesar de o principal mercado atendido pela Companhia ser o residencial, seus negócios também são afetados pela sazonalidade do mercado. Normalmente, ocorre aumento no consumo de energia elétrica dos clientes industriais e comerciais no quarto trimestre, devido ao aumento da atividade industrial e comercial na época de festas de fim de ano. Além disso, há um aumento geral de uso em todas as categorias de clientes durante o verão, em razão das temperaturas elevadas, que acarretam, por sua vez, a utilização de equipamentos de refrigeração e climatização com maior intensidade. Já no período de maio a agosto ocorrem menores consumos devido ao aumento dos índices pluviométricos e conseqüente diminuição de temperatura, que afeta diretamente o consumo das classes residencial, comercial, poder público e rural. Outros aspectos sazonais que impactam o consumo de energia são as atividades turísticas e férias escolares.



Perdas de Energia

As perdas de energia da COSERN decorrem de (i) transmissão, distribuição e transformação da energia elétrica (as chamadas perdas técnicas) e (ii) medições defeituosas, fraudes, furtos de energia, e causas semelhantes (denominadas perdas comerciais).

A mudança de cenário com o racionamento de energia elétrica marcou uma inversão na tendência da curva do Índice de Perdas. Este resultado teve como causa fundamental o modelo adotado para o racionamento, que instituiu um bônus para quem cumprisse a cota e uma sobretaxa para quem ultrapassasse esse limite. A corrida para obtenção do benefício do bônus e a fuga da sobretaxa incentivou a proliferação de fraudes nas medições de consumidores e o aumento das ligações clandestinas.

A Emissora destaca equipes técnicas qualificadas para realizar inspeções, incrementa o monitoramento do consumo irregular, aumenta as reposições de equipamentos de medição obsoletos e desenvolve um programa computacional para conter as perdas técnicas, por meio da centralização de medidores e implementação de medidores eletrônicos.

A Tabela abaixo apresenta os principais índices históricos de desempenho operacional e de produtividade utilizados pela COSERN (perdas, DEC e FEC):

Índices	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
DEC	35,07	23,84	14,29	10,96	11,55	10,65	12,40
FEC	22,74	19,94	11,83	11,44	10,56	8,5	9,40
PERDAS (%)	16,25	14,77	12,82	12,82	14,03	12,33	12,45
*TAT (%)	2,63	2,44	2,18	1,96	2,0	1,97	1,99

*TAT - Taxa de Avaria em Transformadores de Distribuição

A Emissora visa aplicar diversas medidas para redução das perdas em 2005, destacando-se:

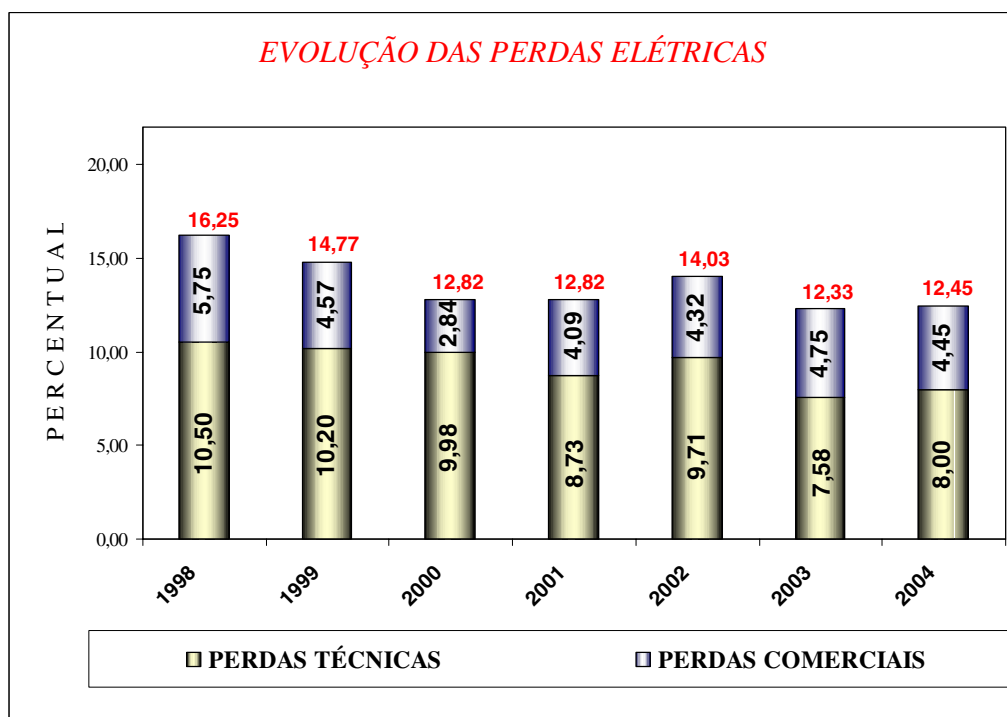
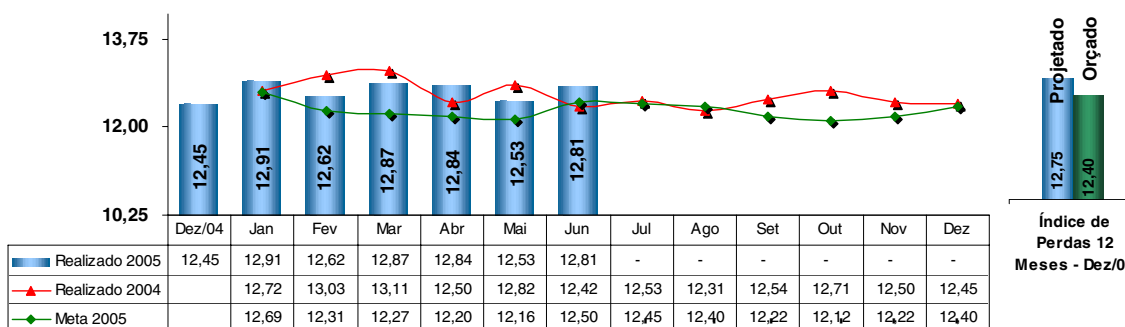
- implementação de um programa para reduzir o kWh ajustado no faturamento com perdas de energia;
- implementação de medição fiscal em três áreas piloto nos transformadores de distribuição;
- inspeção sistemática dos clientes cortados e baixados para controlar a auto-religação;
- cadastramento das áreas de ligação clandestinas sem rede de energia;
- divulgação do resultado da pesquisa no diagnóstico de perdas comerciais;
- realização de 1.800 inspeções nos clientes do grupo A e 28.050 nos clientes do grupo B;
- levantamento e regularização de ligações clandestinas em áreas com rede de energia existente na área da cidade de Natal;
- realização de 18.500 pré-inspeções nos clientes do grupo B;
- treinamento e reciclagem dos leituristas nas indicações de irregularidade com perda durante a leitura;
- regularização de 2.500 ligações clandestinas que dependem de rede de energia elétrica;
- revisão dos procedimentos de cálculo de diferença de consumo incluindo análise do fator de carga e demanda;
- verificação do desempenho dos medidores instalados implantando o (SQM) e diagnosticar os defeitos nos medidores;
- desenvolvimento do aplicativo para gestão do processo de inspeção;
- instalação de medição em 150 circuitos exclusivos de iluminação pública; e
- instalação de 08 bancos capacitores.

O índice de perdas de energia elétrica da Emissora em 2004 foi de 12,45%, sendo 7,96% técnicas e 4,49% comerciais.

De janeiro até junho de 2005, a Emissora conseguiu reduzir o índice de perdas de 12,91% para 12,81%.

As tabelas abaixo apresentam, respectivamente, o índice de perdas a partir de janeiro de 2004, assim como a evolução das perdas técnicas:

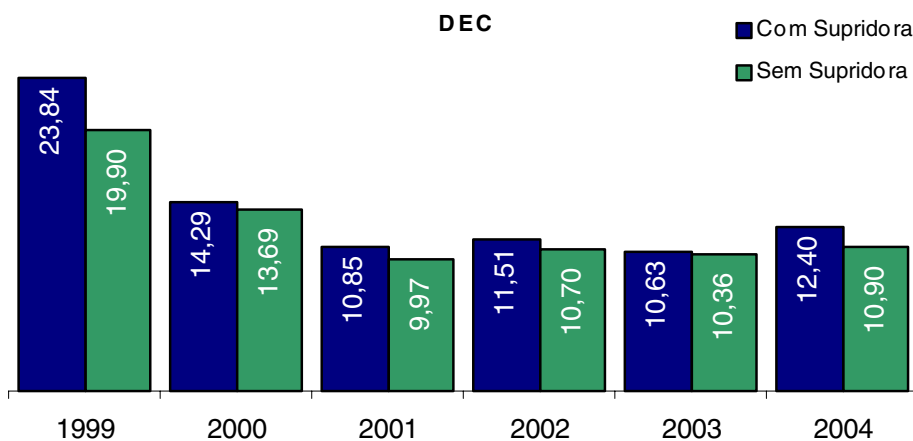
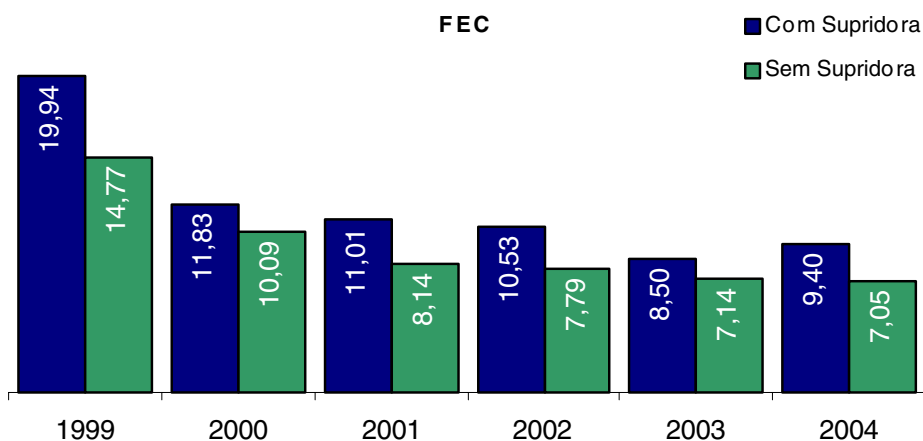
Índice de Perdas 12 meses (%)



Qualidade dos Serviços Prestados

A ANEEL utiliza dois índices principais para a verificação de qualidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica, quais sejam: (i) DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, que indica o intervalo de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto e (ii) FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que indica o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu no período de observação, considerando-se também as interrupções maiores ou iguais a 1 minuto.

Seguindo suas diretrizes estratégicas, a COSERN implementou um moderno projeto de digitalização e automação do seu sistema elétrico, que permite telesupervisionar e telecomandar subestações a partir do Centro de Operação Integradas – COI. Para isso, modernizou seu sistema de proteção e controle, regulação, corrente contínua, alarme e sinalização. A digitalização das subestações também permite a formação de um banco de dados de ocorrências, favorecendo a realização de trabalhos preventivos e corretivos de reparo ou substituição de equipamentos. Com os dados informatizados e disponibilizados para as áreas de operação e manutenção, as decisões e ações são tomadas com maior agilidade e confiabilidade, sem desperdícios de tempo e recursos. Das 52 subestações existentes, todas já estão totalmente automatizadas e integradas aos COI.



De acordo com o principal indicador de satisfação do consumidor de energia, o IASC, o desempenho da COSERN é considerado bom, atingindo, em 2004, a média 60,56%.

Estratégia da Companhia

Após a privatização, a COSERN passou a viver uma profunda transformação, tanto técnica como na sua forma de atuação, tendo como suporte a metodologia de reengenharia de processos desenvolvida pela Iberdrola. A estratégia geral consiste em um conjunto de ações convergentes e orientadas para os objetivos empresariais que deverão conduzir a Companhia a uma condição futura de modo que obtenha nível de excelência em qualidade e confiabilidade, ofereça preços competitivos e aufera rentabilidade adequada.

Para tanto, a sua política estratégica tem sido orientada por três diretrizes de atuação: (i) relações com os clientes; (ii) crescimento de novos negócios, nos termos permitidos por Lei; e (iii) rentabilidade. Essas políticas são desdobradas em todas as áreas corporativas, para as quais são determinados objetivos específicos.

A Companhia vem tomando medidas com vistas a (i) alcançar níveis de qualidade no fornecimento de energia elétrica aceitáveis pelo órgão regulador e pelos clientes; (ii) aumentar a satisfação global dos clientes com o serviço oferecido, de modo a assegurar a preferência pela COSERN como empresa fornecedora de energia; e (iii) manter clientes que tenham livre escolha de fornecedor.

Os objetivos da COSERN para 2005 são a (i) Continuidade do Programa Luz para Todos, no qual a COSERN é referência no Brasil, (ii) ações de redução das Perdas Comerciais, (iii) ações de redução da inadimplência, (iv) melhoria na prestação dos serviços à comunidade e (v) responsabilidade social e sócio-ambiental.

Investimentos Realizados

A COSERN tem realizado investimentos que visam o desenvolvimento e a melhoria dos serviços por ela prestados. Em 2004, foram investidos um total de R\$ 54,8 milhões. Para 2005, os investimentos previstos para o ano somam R\$ 55,6 milhões. A distribuição dos investimentos feitos em 2004, bem como a distribuição dos investimentos planejados para 2005, seguem abaixo:

Composição dos Investimentos	2004	2005
(em R\$ mil)	Realizado	Projetado
. Plano 1 - Expansão de Rede	9.231	8.086
1.1.1 – Subestações	1.864	4.875
1.1.2 - Linhas de Transmissão	6.619	2.211
1.2 – Distribuição	748	1.000
. Plano 2 - Projetos Especiais	19.155	29.405
2.1 Universalização do Atendimento	17.348	28.908
2.2 P&D - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	1.178	1.344
2.3 Normas e Padrões	313	153
. Plano 3 - Renovação de Subestações	1.068	585
. Plano 4 - Renovação de Linhas (LT)	850	625
. Plano 5 - Automação	272	330
. Plano 6 - Telecomunicações	363	225
. Plano 7 - Novas Ligações	9.312	9.027
. Plano 8 - Exploração de Redes de Distribuição	8.089	4.379
. Plano 9 - Informática	3.662	2.000
. Plano 10 - Ferramentas de Serviços	1.039	200
. Plano 11 - Veículos	1.658	605
. Plano 12 - Infraestrutura	118	200
PLANOS - Total	54.817	55.669

Expansão da Rede

Este plano é relacionado à atividade de expansão dos sistemas de sub-transmissão e de distribuição, a partir de estudos de planejamento. O plano tem como meta ampliar, reforçar e melhorar a confiabilidade do sistema elétrico para o atendimento ao crescimento do mercado previsto, bem como, alcançar os níveis requeridos de tensão, ampliação de subestações que já superaram sua capacidade nominal de transformação e expansões para atendimento a novos clientes, associadas às construções das linhas de transmissão correspondentes.

Estão contempladas, neste plano, as ações específicas correspondentes a regularização de níveis de tensão, redução de perdas, reforço/expansão do sistema e melhoria da continuidade do fornecimento.

Projetos Especiais

Este plano é relacionado a Projetos Especiais, com duração limitada, sendo que alguns já se encontram em andamento. As subdivisões deste plano contemplam projetos do Programa de Universalização do Fornecimento de Energia e Luz para Todos, de Pesquisa e Desenvolvimento e de Normas e Padrões. Seguem informações mais detalhadas de alguns dos projetos.

Universalização do Atendimento e Luz para Todos

Este programa visa à universalização do fornecimento de energia elétrica e estabelece como meta a eletrificação de 100% dos domicílios do Estado do Rio Grande do Norte. A COSERN deverá cumprir essa meta até o ano de 2013, sendo que no meio rural a universalização deverá ser atingida em 2008.

É importante destacar que a universalização engloba o atendimento de todos os pedidos de ligação de consumidores de baixa tensão com carga instalada inferior a 50 kW, inclusive nas áreas onde a rede elétrica já está consolidada, ou seja, onde a ligação é realizada apenas com a construção do ramal de ligação. Dessa forma, o atendimento das solicitações de ligação através do tele-atendimento ou, até mesmo, do pedido dos clientes diretamente nos escritórios da Emissora, desde que enquadradas nas condições da lei, são consideradas universalização. Nessas condições, a COSERN vem realizando uma média de 45.000 atendimentos por ano na área urbana, a um custo anual de mais de R\$ 13 milhões.

No meio rural, com o objetivo de acelerar a universalização dos serviços de energia elétrica, o Governo Federal lançou o Programa Luz para Todos. Nesse programa pretende-se acabar com a exclusão elétrica do país até 2008, ou seja, no caso da área de concessão da COSERN, antecipar em 5 anos o acesso a energia elétrica. A implementação do programa foi homologada com a assinatura de um Termo de Compromisso envolvendo o MME, o Governo do Estado do Rio Grande do Norte, a ANEEL, a ELETROBRÁS e a COSERN. A base para a definição das metas do programa é a Lei nº 10.762, a ser regulamentada pela ANEEL, e o Manual do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, elaborado pelo MME.

Numa projeção baseada nas determinações da nova lei, complementada pelas diretrizes constantes no manual de operacionalização do programa, a Companhia prevê que, até 2008, no meio rural do Estado do Rio Grande do Norte, serão atendidos 30.095 novos consumidores e investidos quase R\$ 200 milhões em obras. Deste montante, 50% virão da subvenção do Governo Federal (recursos da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético), 20% do Governo do Estado, 15% por meio de financiamento à concessionária com recursos da RGR (Reserva Global de Reversão) e os 15% restantes de recursos próprios da COSERN.

P&D – Pesquisa de Desenvolvimento e Eficiência Energética

Destina-se à apropriação dos investimentos realizados na aquisição de materiais e equipamentos em projetos relacionados ao Programa de Pesquisa de Desenvolvimento e Eficiência Energética, em atendimento à Lei nº 9.991/01, desde que aprovados pela ANEEL, visando a aquisição de materiais e equipamentos para os Programas de P&D e Eficiência Energética, e que serão integrados ao Ativo da Companhia.

Normas e Padrões

O objetivo deste plano é desenvolver e elaborar padrões de instalações elétricas e de normas técnicas de forma que seja possível cobrir os custos com os serviços de terceiros necessários à normatização e padronização das instalações, melhorando o processo de manutenção/operação do sistema elétrico e reduzindo o número de itens de materiais a serem adquiridos e mantidos em estoque.

Renovação de Subestações

Este plano tem por objetivo o melhoramento e renovação de subestações, incluindo-se as reservas técnicas necessárias para a adequada manutenção das mesmas, com o objetivo de melhorar e renovar as subestações face ao fim da vida útil de equipamentos ou instalações e aquisição de equipamentos para a reserva técnica necessários à atividade de manutenção.

Renovação de Linhas de Sub-transmissão (LT)

Este plano destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à atividade de melhoramento/renovação de linhas de sub-transmissão – 69 e 138 kV.

Automação

Este plano destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à atividade de adaptação/automação de subestações e redes de distribuição e instalação/modernização de centros de controle de operação, buscando alcançar esses fins no COI – Centro de Operação Integrada e adquirir Unidades Terminais Remotas de Poste, proporcionando a operação otimizada do sistema elétrico, o incremento na qualidade de serviço e a redução dos custos operacionais.

Telecomunicações

Este plano destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à implantação de sistemas de telecomunicações próprios, para atendimento às necessidades da operação e manutenção do sistema elétrico da Companhia, nas áreas de suporte de telecomunicações para o sistema de tele-controle; na melhoria das comunicações de voz via rádio móvel; na criação de centros de tele-atendimento nas áreas regionais; e nas interligações para atender à rede interna.

Novas Ligações

Este plano destina-se à apropriação dos custos dos projetos relacionados à atividade de ligação de novos consumidores. Também estão previstos investimentos nas atividades de religação e corte e na aquisição de medidores para crescimento vegetativo e substituição, em função de danificações e fim de vida útil, objetivando garantir o atendimento aos novos clientes decorrentes do crescimento vegetativo do mercado.

Exploração da Rede de Distribuição

Este plano destina-se à renovação e melhoramento de redes de distribuição e constituição da reserva técnica de equipamentos de distribuição (fim de vida útil e atendimento a clientes), assim como para atender às exigências de qualidade e segurança.

Sistemas de Informação

Este plano é relacionado aos sistemas de informática no que se refere à renovação e aquisição de *hardwares* e aquisição e desenvolvimento de *softwares*, visando a renovação do parque de informática da Companhia.

Ferramentas e Equipamentos de Serviço

Este plano destina-se à substituição e aquisição de novas ferramentas, equipamentos de serviço e instrumentos de medição, testes e ensaios elétricos de uso das turmas de manutenção de linhas e de redes, turmas de manutenção de subestações e usinas, turmas de inspeção em instalações consumidoras, turmas de novas ligações, e turmas de serviços comerciais, além do instrumental utilizado pelos laboratórios de manutenção, calibragem e ensaios no Departamento de Engenharia e Manutenção do Sistema Elétrico; no Departamento de Automação e Telecomunicações; e no Departamento de Suprimento.

Veículos

Este plano destina-se à aquisição de veículos para a renovação da frota.

Infra- Estrutura

Este plano destina-se à aquisição de móveis e equipamentos de escritório, construção, ampliação e renovação de imóveis administrativos, aquisição de terrenos, etc.

Fornecedores

Por ser uma distribuidora de energia elétrica, a Companhia depende basicamente da energia elétrica que lhe é suprida pelas empresas de geração de energia elétrica. Como a COSERN não possui empreendimento de geração, a energia necessária ao atendimento do seu mercado é, integralmente, adquirida de terceiros.

Em 30 de junho de 2005, a compra de energia elétrica, incluindo os encargos de conexão e uso do sistema, representou 57,29% dos custos e despesas operacionais da Companhia. Atualmente, os CCEAR, firmados no Leilão em 7 de dezembro de 2004, representam 61,66% do total de energia elétrica comprada para o ano de 2005 e o suprimento com a CHESF representa 38,20% do total de energia elétrica.

A tabela a seguir mostra os montantes de energia elétrica comprada pela Emissora nos últimos 3 (três) exercícios e os respectivos fornecedores:

	Energia Comprada (GWh)		
	2004	2003	2002
CHESF	3.790	3.454	3.976
NC Energia	11,44	13,85	4,18
SAELPA	2,50	3,72	5,00

Os contratos referentes ao fornecimento de energia elétrica estão descritos abaixo no item “*Contratos Relevantes – Contratos de Compra e Venda de Energia*”.

Em 2004, a energia foi adquirida a um custo médio de R\$ 55,94/MWh, resultando num incremento de cerca de 11,64% em comparação ao custo médio apurado em 2003. Destaque-se que tal incremento resultou, principalmente, da variação do IGP-M, que se constitui no indexador utilizado na atualização do preço da energia comprada para revenda.

Em dezembro de 2004 a Companhia participou do primeiro leilão de energia elétrica de empreendimentos existentes no âmbito do ACR, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Para maiores informações sobre a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ver seção “Visão Geral do Setor de Energia Elétrica” deste Prospecto.

Como resultado da estratégia de compra no leilão, a COSERN adquiriu um volume de energia expressivo a preços competitivos, 428,85 MW médios, em contrato com duração de 8 anos, sendo 264,10 MW médios com início de suprimento em 2005 a um preço de R\$ 57,59, 144,02 MW médios iniciando o suprimento em 2006 a R\$ 67,33/MWh, e 19,99 MW médios iniciando em 2007 a R\$ 75,46/MWh. O montante de energia adquirido corresponde a, aproximadamente, 61,3% do mercado da Companhia em 2005 e envolve, para todo o horizonte contratado, um total de recursos da ordem de R\$ 1,85 bilhões, a valores de dezembro de 2004.

Considerando os contratos firmados no leilão de dezembro de 2004, a Emissora deixará de comprar energia da CHESF, por meio dos Contratos Iniciais, a partir de janeiro de 2006.

De acordo com o contrato de compra de energia elétrica firmado entre a COSERN e a Termoaçu, a Emissora passará a comprar energia da Termoaçu, a partir de 2007, em um volume equivalente a 14,7% do total de energia adquirido pela COSERN. O preço de compra acordado com a Termoaçu é considerado alto (R\$144,52, em 2005) se comparado aos preços da energia adquirida da CHESF (R\$62,46, em 2005) e por meio dos leilões de dezembro de 2004 (R\$57,59, com início de suprimento em 2005).

Clientes

Os clientes da Companhia são classificados em oito classes principais: (i) residencial; (ii) comercial, serviços e outras atividades (incluindo universidades e hospitais); (iii) industrial (compreendendo a manufatura e atividades de processamento); (iv) poder público (compreendendo órgãos municipais, estaduais e federais), (v) iluminação pública, (vi) serviços públicos (incluindo empresas de água, esgoto e saneamento); (vii) rural; e (viii) consumo próprio.

As classes de clientes da Emissora estão distribuídas em 2 grupos: (i) o grupo A, que compreende os clientes com fornecimento de energia em nível de tensão igual ou superior a 13,8 KV; e (ii) o grupo B, que compreende os demais clientes.

Os clientes classificados no grupo A representam cerca de 98% dos contratos, 35% da energia faturada e 52% do faturamento da Emissora, enquanto os clientes do grupo B representam 0,25% dos contratos, 17% da energia faturada e 13% do faturamento.

A maior classe de clientes é a residencial que, em junho de 2005, correspondia a 87,2% do total dos clientes e a 31,38% das vendas de energia e 32,44% da receita da Companhia. A classe comercial corresponde a 7,01 dos clientes, 18,13% das vendas de energia e a 22,24% da receita. A classe industrial, por sua vez, corresponde a 0,51% dos clientes e 24,64% das vendas de energia e a 19,63% da receita. Os clientes das outras classes correspondem a 5,28% do total de consumidores e a 25,85% das vendas de energia e a 20,53% da receita.

Em 2004, o número de clientes apresentou um crescimento de 4,18% em relação ao ano anterior, o que significou um incremento de 33.624 novos clientes. A classe rural contribuiu com um crescimento de 7,13% em relação ao ano anterior, que representa 1.989 novos clientes rurais, participando com 5,92% do incremento total, fomentado pela continuidade do Programa Luz no Campo e pela implantação do Programa Luz para Todos.

O número de clientes residenciais corresponde a 87,25% do total de clientes/contratos ativos, equivalente a 730.901 consumidores. De conformidade com a Resolução ANEEL n.º 485/2002, que estabeleceu novos critérios para classificação dos consumidores de baixa renda, 55,24% dos consumidores residenciais se enquadram nessa categoria.

A venda de energia elétrica para consumidores residenciais classificados como baixa renda vem evoluindo desde 2002. Em 2002 a classe de consumidores residenciais baixa renda representava 1,5% do faturamento total da Emissora. Com as mudanças na legislação, em junho de 2005, a participação passou para 4,7% de todo o faturamento da COSERN.

Os maiores clientes da COSERN responderam, em junho de 2005, por cerca de 17,08% das vendas da Companhia em volume, e a 13,03% do faturamento de energia. Em junho de 2005, o maior consumidor em volume representava aproximadamente 5,05% do total do consumo dos clientes da Companhia.

Consumidores Livres, Consumidores Parcialmente Livres e Consumidores Potencialmente Livres

Em 30 de junho de 2005, havia, na área de concessão da Companhia, 2 Consumidores Livres e 1 Parcialmente Livre, cujas participações em seu mercado são demonstradas na tabela abaixo:

CLIENTES LIVRES					
N.º	Clientes	Energia (MWh)	Participação %	Receita Líquida (R\$)	Participação %
1	Vicunha Têxtil S/A	0,00	0,00%	423.800,10	0,66%
2	Petróleo Brasileiro S/A - Alto do Rodrigues	0,00	0,00%	321.994,22	0,50%
	Participação Percentual PL		0,00%		1,16%
	Dados Gerais COSERN - MWh e R\$		248.000,00		64.470.400,34

Para estes consumidores, a comercialização da energia consumida não é realizada pela COSERN. Desta forma, a COSERN não possui contratos de venda de energia junto a Consumidores Livres. O faturamento obtido pela COSERN e apresentado acima, decorre do faturamento da unidade com base nas taxas pagas pelo uso do sistema de distribuição.

A participação do cliente parcialmente livre dentro do mercado da COSERN refere-se ao montante de energia mensal contratada no ambiente cativo. O restante da energia necessária ao atendimento das cargas da unidade é obtido a partir de contratos bilaterais entre o cliente e a sua comercializadora. Quanto ao faturamento, o valor apresentado na tabela abaixo representa a soma do valor faturado no ambiente cativo (demanda e energia contratada) e livre (encargos de uso do sistema de distribuição).

CLIENTE PARCIALMENTE LIVRE					
N.º	Clientes	Energia (MWh)	Participação %	Receita Líquida (R\$)	Participação %
1	Coteminas - 101010	1.200.000,00	0,48%	894.084,38	1,39%
	Participação Percentual PL		0,48%		1,39%
	Dados Gerais COSERN - MWh		248.000,00		64.470.400,34

Em 30 de junho de 2005, a Companhia possuía contratos de fornecimento de energia com 8 Consumidores Potencialmente Livres. Os contratos têm prazos médios de 1 a 3 anos.

CLIENTES POTENCIALMENTE LIVRES					
N.º	Cientes	Energia (MWh)	Participação %	Receita Líquida (R\$)	Participação %
1	Petrobras Polo Guamare - 794015	12.526,56	5,05%	1.900.824,33	2,95%
2	Petrobras Canto do Amaro -1060015	9.487,80	3,83%	1.330.568,24	2,06%
3	Itapetinga - 976016	3.523,21	1,42%	469.387,54	0,73%
4	Petrobras Riacho da Forquilha - 850953724	2.369,08	0,96%	333.945,20	0,52%
5	Midway Mall - 853088900	1.670,15	0,67%	300.696,86	0,47%
6	Coats Corrente - Extremoz - 1793012	1.845,78	0,74%	299.239,80	0,46%
7	Aquática - 851617671	630,47	0,25%	101.701,71	0,16%
8	Potiporã - 852205113	650,44	0,26%	79.372,84	0,12%
Participação Percentual PL			13,19%		7,47%
Dados Gerais COSERN - MWh			248.000,00		64.470.400,34

Considerando o volume de receita líquida dos clientes da COSERN, foram apurados os 10 maiores clientes, conforme quadro a seguir, sendo que esses clientes estão organizados em ordem decrescente do valor de seu faturamento líquido, conforme dados do faturamento obtido no mês de junho de 2005:

10 MAIORES CLIENTES CATIVOS					
	Cientes	Energia (MWh)	Participação %	Receita Líquida (R\$)	Participação %
1	Petrobras Polo Guamare - 794015	12.526,56	5,05%	1.900.824,33	2,95%
2	Petrobras Canto do Amaro -1060015	9.487,80	3,83%	1.330.568,24	2,06%
3	Itapetinga - 976016	3.523,21	1,42%	469.387,54	0,73%
4	Guararapes Têxtil - 36013	1.812,27	0,73%	352.004,34	0,55%
5	Petrobras Riacho da Forquilha - 850953724	2.369,08	0,96%	333.945,20	0,52%
6	Midway Mall - 853088900	1.670,15	0,67%	300.696,86	0,47%
7	Coats Corrente - Extremoz - 1793012	1.845,78	0,74%	299.239,80	0,46%
8	Texita - 475017	2.000,61	0,81%	297.697,29	0,46%
9	Coats Natal - 81019	1.157,00	0,47%	293.943,23	0,46%
10	UFRN - 361011	993,51	0,40%	270.485,32	0,42%
Participação Percentual PL			14,67%		8,65%
Dados Gerais COSERN - MWh			248.000,00		64.470.400,34

A opção dos consumidores de tornarem-se livres implica uma queda na arrecadação da COSERN. Entretanto, a cobrança da tarifa paga por esses consumidores à COSERN pelo uso das linhas de distribuição tem por finalidade a manutenção da margem da distribuição sobre os respectivos consumos.

A Petrobrás, importante cliente da Emissora, optou por tornar-se Consumidor Livre, a partir de 2007. No entanto, a saída da Petrobrás da carteira de clientes da COSERN não afetará de forma negativa sua receita, considerando que a mesma pagará valores correspondentes pelo uso da linha de distribuição da COSERN.

Atendimento ao Cliente

Para cada um dos segmentos de cliente, além de disponibilizar um atendimento personalizado com analistas e atendentes especializados, a COSERN desenvolve planos específicos de relacionamento e também disponibiliza produtos e serviços que atendam às necessidades de cada um.

Os clientes potencialmente livres, ou seja, que podem optar por comprar energia de outro fornecedor, ou têm demanda contratada acima de 1,00 MW, formam o segmento de Grandes Clientes, que representa em média 30% do consumo total da Companhia. Para esses, o foco é conquistar a sua lealdade e fidelização através de um atendimento personalizado e preferencial, de visitas periódicas às suas instalações e do acesso privilegiado à Unidade de Operação e Controle do Sistema Elétrico – EOCS da COSERN, para registro de ocorrências. Além disso, são oferecidos produtos e serviços que visam reduzir o custo médio da sua energia elétrica consumida, como eficiência energética e energia adicional temporária. (Energia Mais).

No caso particular das prefeituras, além da negociação dos débitos, busca-se também reduzir o valor das faturas de energia elétrica para iluminação pública e prédios públicos, através da oferta de produtos como Eficientização de Iluminação Pública e Gestão Energética Municipal. Busca-se ainda a redução de reclamações quanto à manutenção e expansão da iluminação pública, através da transferência de propriedade desse acervo da COSERN para os municípios, e da celebração de convênios que autorizem a COSERN a expandir as instalações de iluminação pública dos municípios, acompanhando a rede secundária de distribuição.

A COSERN disponibiliza também para seus clientes um atendimento comercial e de emergência unificados, através do teleatendimento e de suas 19 Agências de Atendimento existentes em todo o Estado.

Como parte da diretriz de sua atuação estratégica, a Companhia tem feito investimentos na melhora da qualidade dos seus serviços, visando à satisfação de seus clientes como forma de garantir fidelidade no fornecimento. Dessa forma, a Emissora vem atingindo posição de destaque nas pesquisas de satisfação, posicionando-se como a 2ª colocada do Nordeste em 2003 e a 3ª em 2004, no IASC – Índice ANEEL de Satisfação dos Clientes.

Comparativamente a 2003, o número de reclamações comerciais em 2004 foi reduzido de 6,9% para 4,8%, o que demonstra a evolução na qualidade dos serviços prestados.

Concorrência

A Emissora detém concessões para distribuir energia elétrica nos 167 municípios do Estado do Rio Grande do Norte. Dentro de sua área de concessão, a Emissora não enfrenta concorrência na distribuição de energia elétrica a consumidores residenciais, comerciais e industriais supridos na baixa tensão.

No entanto, outros fornecedores de energia elétrica podem competir com a Emissora na oferta de energia elétrica a certos consumidores qualificados como Consumidores Livres. Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os Consumidores Potencialmente Livres são aqueles cuja demanda seja igual ou superior a 3 MW, atendido na tensão de 69 KV, ou novos consumidores, com início de fornecimento a partir de 1998, com demanda igual ou superior a 3 MW, atendidos em qualquer tensão. No primeiro semestre de 2005, a Emissora forneceu energia elétrica a 8 consumidores que atendiam a estas condições. Esses consumidores representaram aproximadamente 10% das receitas operacionais líquidas da Emissora e aproximadamente 13% da quantidade total de energia elétrica vendida pela Emissora.

Adicionalmente, consumidores com demanda contratada entre 500 kW e 3000 kW têm a faculdade de contratar energia gerada em empreendimentos de fontes alternativas ou fontes renováveis, como PCHs ou biomassa. No primeiro semestre de 2005, a Emissora forneceu energia elétrica a 29 consumidores que atendiam a esta condição. Esses consumidores representaram aproximadamente 7% das receitas operacionais líquidas da Emissora e 7,27% da energia elétrica vendida pela Emissora. No entanto, a oferta de energia elétrica gerada por fontes alternativas não é representativa comparada a esse mercado.

É ainda permitida a atuação de cooperativas de eletrificação rural (sob regime de autorização), conforme legislação vigente, na área de concessão da Companhia.

A Lei de Concessões exige que as empresas de distribuição e transmissão de energia elétrica permitam que terceiros utilizem suas redes e instalações, mediante pagamento de TUSD e possibilita aos Consumidores Potencialmente Livres firmar contratos com outros fornecedores para suprimento de energia elétrica. Dessa maneira, grandes consumidores de eletricidade dispõem hoje de várias alternativas de suprimento de energia, tais como contratar diretamente com empresa de geração ou comercialização de energia elétrica, e pagar tarifa a uma empresa de distribuição e transmissão.

Tarifas

As tarifas são cobradas pela COSERN com base nos seguintes fatores: (i) classificação do consumidor em relação aos grupos de demanda (A e B); (ii) potência demandada e efetivamente consumida; (iii) energia efetivamente consumida; (iv) meses do ano em que é efetuado o fornecimento; e (v) o horário de fornecimento.

Os critérios expostos acima são utilizados na definição de dois sistemas tarifários: o horo-sazonal e o convencional.

O sistema horo-sazonal é aplicável somente aos consumidores do grupo A, ou seja, aqueles cuja tensão demandada seja igual ou superior a 13,8 KV, que optarem por este sistema. Os consumidores desse grupo pagam, de acordo com a potência contratada e efetivamente utilizada e pela quantidade de energia efetivamente consumida. O valor da tarifa é calculado com base no horário (de ponta ou fora de ponta) e nos períodos do ano (secos ou úmidos) de fornecimento.

O sistema tarifário convencional é aplicável a todos os consumidores do grupo B e aos consumidores do grupo A que não optarem pelo sistema horo-sazonal, sendo calculado sobre a energia efetivamente consumida, sem considerar horário ou sazonalidade. Em relação a estes consumidores do grupo A, também é aplicada à tarifa em função do maior dos valores obtidos entre a demanda máxima registrada ou a contratada.

As tarifas de fornecimento de energia elétrica estão sujeitas aos seguintes procedimentos de reajuste e revisão:

- Reajuste Anual – realizado em 22 de abril de cada ano, com base em uma fórmula que visa a (a) compensar variações nos custos da COSERN representados pela cota da RGR, pela CCC e pela CDE, pelos encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, pela TFSEE, pelos encargos de conexão e uso do sistema de transmissão e pela compra de energia elétrica para revenda (conhecidos como “Parcela A”), e (b) atualizar a parte das tarifas que não corresponda àqueles custos (excluído o ICMS) por índice de inflação (o IGP-M ou índice que o substitua) (conhecida como “Parcela B”);
- Revisão Extraordinária – pode ser solicitada pela concessionária a qualquer tempo, caso ocorram alterações significativas nos seus custos (principalmente no que se refere à criação, alteração ou extinção de tributos, exceto o imposto sobre a renda), de modo a restaurar o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão;
- Revisão Tarifária Periódica – ocorre a cada cinco anos, e visa o equilíbrio financeiro da concessão. Para definir as novas tarifas, são consideradas as mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das concessionárias e a taxa adequada de retorno sobre os investimentos realizados. São ainda considerados os ganhos futuros de eficiência que serão obtidos pelas distribuidoras de energia elétrica, denominado Fator X. O valor do Fator X é definido de acordo com metodologia estabelecida na Resolução ANEEL n.º 55, de 5 de abril de 2004, que considera os ganhos de produtividade da concessionária, previsto para o próximo período tarifário, decorrentes de crescimento de mercado, avaliação do grau e satisfação do consumidor e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro definido na revisão tarifária. Esse Fator X poderá ser acrescido ou diminuído da variação do IGPM-FGV, constante da fórmula de reajuste para definição do IRT, e objetiva compartilhar os ganhos de eficiência com os consumidores, podendo ser aplicado como possível redutor nos reajustes anuais das distribuidoras, até a próxima revisão tarifária periódica.

Reajustes Tarifários

O último reajuste tarifário da Emissora ocorreu em 22 de abril de 2005, no qual a proposta da Emissora foi de 18%, sendo homologado pela ANEEL o reajuste de 19%.

Após a homologação do reajuste tarifário pela ANEEL, o Ministério Público Federal, em conjunto com o PROCON estadual, moveu ação civil pública contra o reajuste tarifário da COSERN, sendo que em 6 de junho de 2005, lhes foi concedida liminar determinando o reajuste tarifário em 11,13%.

A ANEEL e a COSERN apresentaram recursos visando obter a imediata cassação da decisão liminar e o conseqüente restabelecimento do resultado do reajuste tarifário inicialmente homologado pelo órgão regulador competente.

Em 29 de julho de 2005, em decorrência de decisão judicial liminar, a Companhia foi punida sob alegação de não aplicar corretamente o reajuste tarifário de 11,13%. A Emissora foi condenada a pagar multa diária de R\$ 100 mil, retroativa ao dia 6 de junho de 2005, a ser paga após o julgamento da sentença em definitivo do caso pela Justiça Federal. A Companhia já acatou esta decisão judicial.

Revisão Tarifária

A COSERN concluiu provisoriamente seu primeiro processo de Revisão Tarifária em abril de 2003, como previsto no Contrato de Concessão, sendo a próxima revisão prevista para 2008.

Em 16 de abril de 2003, a diretoria da ANEEL homologou um índice total de revisão tarifária de 11,49%, em caráter provisório, tendo em vista que havia uma discussão sobre a base da remuneração para a incidência da tarifa. Em 20 de abril de 2004, a ANEEL, ainda de forma provisória, elevou o índice de reposicionamento da revisão de 2003 para 14,54%, em função do reconhecimento de custos na parcela A e empresa de referência. Finalmente, em 18 de abril de 2005, a ANEEL homologou o reajuste tarifário de forma definitiva em um índice de 14,99%.

A ANEEL estabeleceu que o índice definitivo de 14,99% de reposicionamento tarifário deve ser aplicado de forma retroativa a abril de 2003. Assim, a Emissora terá o prazo de 12 meses para cobrar a diferença do reajuste tarifário homologado em 2003 e o reajuste definitivo de 2005, por meio de adicional financeiro na cobrança das tarifas de seus clientes.

Repasse PIS e COFINS

O impacto da nova alíquota do PIS durante o período de dezembro de 2002 a junho de 2005 representou um adicional à COSERN de recolhimento de R\$ 4,8 milhões, com uma alíquota equivalente sobre a receita bruta de 0,98% e o COFINS um adicional de R\$ 14 milhões com uma alíquota equivalente sobre a receita bruta de 4,703%.

O repasse do aumento tanto do PIS como também do COFINS (de 3,00% para 7,60%), ocorreu em uma única etapa, por meio de compensação dos custos do passado, cujo percentual de aumento necessário para compensar o ativo regulatório gerado a partir da nova legislação do PIS/COFINS já foi reconhecido pela ANEEL e parte dele repassado às tarifas no reajuste que ocorreu em 22 de abril de 2005. Da mesma forma, a majoração da alíquota de PIS/COFINS foi considerada no cálculo das tarifas, nesta mesma data.

A partir do dia 1º de julho de 2005, a ANEEL determinou a retirada dos custos incorridos com o pagamento de PIS e de COFINS da composição das tarifas de fornecimento e autorizou a cada empresa a cobrança de sua alíquota efetiva, em rubrica específica, assim como a cobrança de ICMS.

Vendas

A tabela abaixo demonstra a composição da receita de vendas, nos últimos 3 (três) anos:

No primeiro semestre de 2004, a receita bruta de vendas da Companhia foi de R\$ 356.752 mil, passando para R\$ 417.439 mil, no primeiro semestre de 2005, equivalente a um incremento de 17,01%, devido, principalmente, ao reajuste tarifário médio de 19,58% ocorrido em abril de 2005 e o crescimento de 5,59% no consumo de energia.

Descrição	2002	2003	2004
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	554.245	609.925	748.048
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	439.538	467.557	543.717

Faturamento e Arrecadação

A COSERN fatura o consumo de energia elétrica de seus consumidores mensalmente. Consumidores servidos em alta tensão, baixa tensão e setor público têm prazo de 5, 5 e 15 dias úteis, respectivamente, para pagarem suas contas, a contar da data de apresentação da fatura.

Consumidores inadimplentes estão sujeitos à multa de 2% sobre o valor da conta pelo atraso no pagamento e à suspensão do fornecimento. Vencida a conta e não paga em sete dias, a Emissora envia uma notificação ao consumidor inadimplente (cinco dias após vencimento para Grupo A, e na próxima conta para o Grupo B) concedendo prazo adicional de quinze dias para o pagamento. Findo este prazo, a COSERN concede mais dois dias úteis (tendo em vista que o pagamento pode estar em fase de repasse pelo agente arrecadador) e, não pago o valor devido, só então suspende o fornecimento de energia.

Onze bancos, cinco empresas, sendo três de arrecadação, uma cooperativa e o Correio prestam à COSERN serviço de agente arrecadador de contas de energia elétrica, pelo que recebem uma comissão por cada conta arrecadada. Os agentes-empresas, por sua vez, subcontratam outras empresas, na sua maioria farmácias. A arrecadação é toda direcionada para o Banco do Brasil, que repassa os valores recebidos para a COSERN. Em junho de 2005, 80% da arrecadação ocorreu por meio dos bancos e 20% por meio das empresas.

A COSERN controla diariamente os repasses feitos pelos seus agentes arrecadadores. Caso algum agente fique inadimplente com relação a suas obrigações, a Companhia o notifica para que repasse os valores recebidos imediatamente, além de penalizar com a aplicação de multa por atraso. A Emissora pode, se necessário, descredenciar qualquer agente arrecadador em dois dias, inclusive os subcontratados. Dos agentes arrecadadores, exceto os bancos, a Companhia exige garantias para salvaguarda dos valores arrecadados visando garantir o integral repasse das contas recebidas.

Cientes Públicos

A cobrança de clientes públicos tem atendido à seguinte estratégia: (i) sistematização da cobrança do Poder Público, de forma a transparecer que o fornecimento de energia elétrica, fruto de concessão de serviço público, é operado por empresa de capital privado e, portanto, a inadimplência não deve ser tolerada; (ii) respeito às diferenças peculiares do poder público, tornando a cobrança do mesmo mais próxima daquela feita com relação aos clientes de outras categorias; (iii) estímulo à implementação da cobrança da CIP; e (iv) fidelização da relação de confiança entre a Companhia e o cliente.

Para clientes públicos, a negociação de débitos obedece critérios de valor e prazo de pagamento. O parcelamento em geral é feito de acordo com o débito e a capacidade de pagamento dos clientes públicos, sendo este valor atualizado pela aplicação de juros de mora e multa por atraso de pagamento, cobrada uma entrada equivalente a dois faturamentos mensais, e nas parcelas são aplicados juros de 1,0% ao mês, com correção anual do saldo devedor pelo IGPM, IPCA, IPCA-E ou outro índice acordado na negociação. Por ocasião do parcelamento, também é oferecido o serviço de eficientização da iluminação pública, com a transferência do acervo para o município, bem como a assinatura de contrato para arrecadação da CIP na conta de energia elétrica. Uma cláusula no contrato de parcelamento estabelece o desconto automático da parcela vencida diretamente na conta corrente do Município.

Cientes Privados

A negociação de débitos para clientes privados obedece a critérios de valor e prazo de pagamento. Em geral, no parcelamento dos privados corporativos é cobrada uma entrada de 30% do valor total do débito, e nas parcelas são aplicados juros de 2,5% ao mês, sendo estas cobradas nas contas de energia dos meses seguintes.

Débitos de Liquidação Duvidosa e Contas Pendentes

As provisões para créditos de liquidação duvidosa são constituídas de acordo com a norma do Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. Em 30 de junho de 2005, a provisão para créditos de liquidação duvidosa somava R\$ 20.501826,61.

A tabela abaixo ilustra o histórico da provisão nos últimos três exercícios sociais e em junho de 2005:

Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa				
Discriminação	Ano			
	2002	2003	2004	Junho de 2005
PDD	25.183.860,43	49.434.038,11	16.978.911,06	20.501826,61

Em 30 de junho de 2005, a Companhia tinha um total de contas vencidas no valor aproximado de R\$ 69.358 mil, conforme tabela a seguir:

(valores expressos em R\$ mil)	Saldos vincendos	Saldos vencidos		Total		PCLD	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	30/06/05	31/03/05	30/06/05	31/03/05
Setor Privado							
Residencial	12.086	17.175	1.416	30.677	28.949	(1.416)	(1.160)
Industrial	9.498	4.622	3.780	17.900	16.990	(2.720)	(3.016)
Comercial, serviços e outras	7.560	9.051	3.647	20.258	17.125	(2.512)	(2.194)
Rural	2.021	4.021	5.825	11.867	10.729	(1.817)	(2.229)
	31.165	34.869	14.668	80.702	73.793	(8.465)	(8.599)
Setor Público							
Poder público							
Federal	1.385	432	73	1.890	1.699	(38)	(64)
Estadual	2.061	2.654	5.293	10.008	11.110	(2.537)	-
Municipal	1.860	600	1.826	4.286	4.685	-	-
	5.306	3.686	7.192	16.184	17.494	(2.575)	(64)
Iluminação pública	2.004	1.712	4.024	7.740	6.009	(1.822)	(265)
Serviço público	3.846	1.834	1.373	7.053	17.630	(45)	-
	11.156	7.232	12.589	30.977	41.133	(4.442)	(329)
PCLD confissões de dívidas						(6.917)	(6.302)
PCLD outras						(678)	(839)
Fornecimento não faturado	23.296			23.296	25.542		-
Subtotal – Consumidores	65.617	42.101	27.257	134.975	140.468	(20.502)	(16.069)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica							
- CCEE	2.399	-	15.310	17.709	17.509	-	-
Revisão tarifária periódica	1.355	-	-	1.355	316	-	-
Serviços prestados a terceiros	18	31	612	661	693	-	-
Disponibilização sistema distribuição	-	-	355	355	355	-	-
Outros créditos	1.314	944	8.286	10.544	10.296	-	-
Total	70.703	43.076	51.820	165.599	169.637	(20.502)	(16.069)
Ativo circulante				145.316	152.272	(20.502)	(16.069)
Ativo realizável a longo prazo				20.283	17.365		

Em 30 de junho de 2005, a Companhia tinha um total de títulos a receber vencidos no valor aproximado de R\$ 13.411 mil. Estes títulos referem-se a parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e parcelamento de prestação de serviços, conforme demonstrado abaixo:

	Saldos vincendos	Vencidos		Total		PCLD	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	30/06/05	31/03/05	30/06/05	31/03/05
Setor público	192.774	2.397	8.972	204.143	185.926	(5.545)	(5.091)
Setor privado	2.011	143	1.899	4.054	4.339	(1.372)	(1.211)
Total	194.785	2.540	10.871	208.197	190.265	(6.917)	(6.302)
Ativo circulante				30.034	26.186	(6.917)	(6.302)
Ativo realizável a longo prazo				178.163	164.079		

Os parcelamentos de débitos compreendem juros e atualização monetária, a taxas, prazos e indexadores variáveis e são considerados recuperáveis pela administração da Companhia.

Do saldo total de títulos a receber, o montante de R\$ 122.907 refere-se ao alongamento da dívida da CAERN, conforme Instrumento Particular de Reconhecimento, Consolidação, Pagamento e Parcelamento de Débito nº 2016/CCE/2004 e 2033/CME/2005.

Em razão do disposto na Lei n.º 10.848/04 e da Resolução n.º 79, de 27 de abril de 2004, a Companhia poderá melhorar a sua arrecadação, na medida em que tais normativos estabelecem mecanismos que possibilitam o combate à inadimplência, uma vez que estabelecem que as concessionárias e permissionárias de distribuição poderão condicionar a continuidade de fornecimento aos usuários inadimplentes, excetuados consumidores que prestem serviços públicos essenciais, de mais de uma fatura mensal em um período de 12 (doze) meses: (i) ao oferecimento de depósito-caução, limitado ao valor inadimplido, não aplicável aos consumidores integrantes da Classe Residencial; e (ii) à comprovação de vínculo entre o titular da unidade consumidora e o imóvel onde se encontra, não aplicável ao consumidor integrante da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Na hipótese de inadimplência de consumidor apto à livre aquisição de energia, a concessionária poderá exigir que o usuário inadimplente apresente contrato de compra de energia junto a outro agente, para utilizar-se do serviço de distribuição.

Um importante inadimplemento de clientes da Emissora é verificado com relação às 8 cooperativas de eletrificação rural (sob regime de autorização), atuantes na área de concessão da Companhia.

A Emissora pretende assumir os clientes atendidos por essas cooperativas ou às suas próprias redes de distribuição, a fim de controlar o consumo e aprimorar seus meios de arrecadação dos valores devidos pelos mesmos.

Contratos Relevantes

Contratos Operacionais

Contrato de Concessão

Em 31 de dezembro de 1997, a Companhia e a União Federal celebraram Contrato de Concessão, o qual regula a exploração, pela COSERN, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Norte.

A concessão tem vigência de 30 anos, contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão, isto é, até 31 de dezembro de 2027. O prazo da concessão pode ser prorrogado por igual período mediante requerimento apresentado pela Companhia até 36 meses antes do vencimento do Contrato de Concessão e aprovação do Poder Concedente, que levará em consideração todas as informações sobre os serviços prestados e a não constatação, em relatórios técnicos fundamentados emitidos pelo órgão de fiscalização, do descumprimento pela Companhia dos requisitos de eficiência, segurança, atualidade e cortesia do atendimento.

Observadas as regras da legislação econômica vigente, por iniciativa da ANEEL ou da Companhia, as tarifas poderão ser reajustadas mediante aplicação de fórmulas constantes no Contrato de Concessão, a cada intervalo não inferior a 12 meses, podendo haver revisão de tarifas de acordo com as situações elencadas no Contrato de Concessão. Especificamente no caso da Companhia, a época prevista para o reajuste anual é abril de cada ano.

Além do reajuste anual, a Companhia está sujeita à revisão ordinária a cada 5 anos, que pode aumentar ou diminuir as suas tarifas. A primeira revisão ordinária da Companhia ocorreu em abril de 2003.

Para maiores informações sobre as regras aplicáveis ao Contrato de Concessão ver seção “Visão Geral do Setor de Energia Elétrica”.

O Contrato de Concessão foi aditado em 29 de novembro de 2001 e em 18 de abril de 2005.

O primeiro aditamento ao Contrato de Concessão foi realizado a fim de impor procedimentos a serem tomados pela Companhia, em face da incorporação de sua controladora IBIDEM S.A, realizada nos termos e condições estabelecidos pela Resolução ANEEL n° 474/2000

O segundo aditamento foi firmado a fim de refletir alterações da legislação introduzidas pelo novo modelo do setor elétrico com relação ao período de referência para determinação do IRT. Esta mudança visou neutralizar as futuras variações de custos já conhecidas na data dos reajustes tarifários, decorrentes de variações de preço de compra de energia entre o período tarifário, permitindo que estes custos sejam reconhecidos no instante do cálculo do reajuste.

Contratos de Uso ao Sistema de Transmissão (CUST) e Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT)

Em 15 de outubro de 2002, a COSERN, concessionárias de transmissão e o ONS, representando as concessionárias de transmissão, firmaram o contrato CUST n° 34/1999, com prazo de duração até a extinção da concessão, com o objetivo de estabelecer os termos e as condições que regularão (i) o uso da rede básica de transmissão pela Companhia, incluindo a prestação de serviços de transmissão pelas concessionárias, mediante controle e supervisão do ONS; (ii) prestação pelo ONS dos serviços de coordenação e controle de operação dos sistemas elétricos interligados e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias de transmissão; e (iii) a administração pelo ONS da cobrança e da liquidação dos encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, atuando por conta e ordem das concessionárias de transmissão.

A COSERN pagará mensalmente os encargos de uso da transmissão, bem como eventuais ultrapassagens de demanda de potência, excedentes aos estabelecidos nos Contratos Iniciais e sobrecargas em instalações e equipamentos das concessionárias de transmissão, conforme regulamentação da ANEEL, sendo que os encargos serão compostos de 4 partes: (i) pagamento dos serviços de transmissão às concessionárias de transmissão; (ii) pagamento ao ONS pelos serviços prestados; (iii) pagamento às concessionárias de transmissão na hipótese de ultrapassagem de demanda de potência; e (iv) pagamento às concessionárias de transmissão por eventuais sobrecargas em suas instalações e equipamentos. A Companhia firmou contrato de constituição de garantia.

Em 30 de dezembro de 2002, a COSERN, concessionárias de transmissão e o ONS, representando as concessionárias de transmissão, firmaram o contrato CUST nº 99/2002, complementar ao contrato CUST nº 34/1999, com prazo de duração até a extinção da concessão, com o objetivo de estabelecer os termos e as condições que regularão (i) o uso da rede básica de transmissão pela Companhia, incluindo a prestação de serviços de transmissão pelas concessionárias, mediante controle e supervisão do ONS; (ii) prestação pelo ONS dos serviços de coordenação e controle de operação dos sistemas eletroenergéticos interligados, das interligações internacionais e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas concessionárias de transmissão; e (iii) a administração pelo ONS da cobrança e da liquidação dos encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, atuando por conta e ordem das concessionárias de transmissão.

A COSERN pagará mensalmente os encargos de uso da transmissão, bem como eventuais ultrapassagens do montante de uso e sobrecargas em instalações e equipamentos das concessionárias de transmissão, conforme regulamentação da ANEEL. Os encargos de uso da transmissão objeto do CUST n.º 099/2002 são referentes exclusivamente às parcelas do montante de uso não vinculadas aos Contratos Iniciais. Os encargos serão compostos de 4 partes: (i) pagamento dos serviços de transmissão às concessionárias de transmissão; (ii) pagamento ao ONS pelos serviços prestados; (iii) pagamento às concessionárias de transmissão na hipótese de ultrapassagem do montante de uso; e (iv) pagamento às concessionárias de transmissão por eventuais sobrecargas em suas instalações e equipamentos. A Companhia firmou contrato de constituição de garantia. O contrato CUST nº 99/2002 foi aditado em 13 de fevereiro de 2003, em 30 de maio de 2003, em 22 de dezembro de 2003, em 26 de novembro de 2004 e em 30 de dezembro de 2004.

Em 14 de fevereiro de 2000, a COSERN e a CHESF, com a interveniência do ONS, firmaram Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão, com prazo de duração até a extinção da concessão, cujo objeto é estabelecer as condições, procedimentos, responsabilidade técnico-operacionais e comerciais que regulam a conexão da Companhia com a rede básica, através das instalações e pontos de conexão de propriedade da CHESF, cujos encargos são de acordo com os montantes e regras estabelecidos pela ANEEL. Em 30 de junho de 2005, o valor mensal de tais encargos foi de R\$ 291.732,96, correspondendo a 1/12 do valor anual estabelecido por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 103, de 18 de abril de 2005.

Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

A seguir são feitas as descrições dos principais contratos de compra e venda de energia celebrados pela Companhia:

Contrato Inicial com a CHESF

Contrato assinado em janeiro de 2000, com efeito a partir de junho de 1999, com montantes de energia e demanda definidos de acordo com a Resolução ANEEL nº 451, de 29 de dezembro de 1998. Tal contrato foi aditado em 4 de julho de 2002, em 8 de agosto de 2003 e em 30 de setembro de 2003, resultando nos volumes de energia que se encontram detalhados abaixo.

Volume

Os volumes de energia e demanda objetos deste contrato estão definidos abaixo, sendo que os valores explicitados em azul e verde se referem aos aditamentos firmados em 2003.

Em virtude do cliente Coteminas optar por exercer a condição de cliente parcialmente livre, a COSERN solicitou a redução dos montantes de energia e demandas contratadas no período de agosto a dezembro de 2003, reconhecido pela ANEEL através da Resolução nº 471/2003, originando o terceiro termo aditivo.

O segundo aditamento é referente a aquisição de 149 MW médios, para suprir a necessidade de energia para o ano de 2004.

QUANTIDADES CONTRATADAS

DEMANDAS CONTRATADAS (MWh/h)							
MÊS	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
JAN	-----	599,000	639,000	639,000	479,250	523,378	159,750
FEV	-----	590,000	631,000	631,000	473,250	516,825	157,750
MAR	-----	593,000	633,000	633,000	474,750	518,464	158,250
ABR	-----	585,000	626,000	626,000	469,500	512,730	156,500
MAI	-----	584,000	624,000	624,000	468,000	511,092	156,000
JUN	514,000	584,000	624,000	624,000	468,000	511,092	156,000
JUL	518,000	589,000	629,000	629,000	471,750	515,187	157,250
AGO	533,000	604,000	646,000	646,000	477,440	529,111	161,500
SET	570,000	636,000	679,000	679,000	496,620	556,140	169,750
OUT	590,000	653,000	696,000	696,000	502,530	570,064	174,000
NOV	606,000	665,000	710,000	710,000	512,640	581,531	177,500
DEZ	628,000	676,000	723,000	723,000	522,030	592,179	180,750

ANO	ENERGIAS CONTRATADAS (MW médio)
2000	439,00
2001	467,00
2002	467,00
2003	345,81
2004	383,00
2005	116,75

ENERGIAS CONTRATADAS (MW médio)	
MÊS	1999
JUN	388,00
JUL	406,00
AGO	419,00
SET	442,00
OUT	430,00
NOV	424,00
DEZ	430,00

A energia fornecida é faturada e paga mensalmente. O valor mensal, por MWh, corresponde a R\$ 61,30, referido a abril de 2005, e em conformidade com as tarifas que constam abaixo. Tais tarifas são reajustadas com periodicidade anual pela variação do IGP-M/FGV, ou, no caso de sua extinção, outro índice que venha a substituí-lo oficialmente de acordo como que for disciplinado pela ANEEL. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas, multa de 3% e juros de mora de 12% ao ano.

As tarifas de demanda e energia homologados pela ANNEEL, através da Resolução Homologatória nº 98, de 18 de abril de 2005 são as que constam na tabela abaixo:

Tarifa de Demanda (R\$/kW)	Tarifa de Energia (R\$/MWh)
5,15	51,85

Vigência a partir de 22 de abril de 2005

Contrato de Leilão – CHESF (CCVE 010/2002)

Em 23 de setembro de 2002, a Companhia e a CHESF celebraram um contrato de compra e venda de energia, de 3,5 MWh por hora e 4,816 MW de potência, correspondentes a 7 lotes de energia adquiridos pela Companhia em leilão realizado no MAE nº 001/2002. O prazo de vigência do contrato é de 48 meses, contado da data de início da obrigação da CHESF quanto à entrega dos montantes de energia e potência contratadas, em 1º de janeiro de 2003.

A energia fornecida é faturada e paga mensalmente. O valor mensal, por MWh, corresponde a R\$65,47, referido a maio de 2005, reajustado com periodicidade anual pela variação do IGP-M/FGV, ou, no caso de sua extinção, outro índice que venha a substituí-lo ; na falta deste, outro com função similar deverá ser indicado de comum acordo entre as partes. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas, multa de 3% e juros de 1% ao mês. A parte que der causa à rescisão do contrato ficará obrigada a pagar à outra parte multa e indenização por perdas e danos.

Em garantia do pagamento das obrigações deste contrato, foi dada a própria receita, oriunda do pagamento das contas de consumo de energia elétrica, mediante celebração de Contrato de Constituição de Garantia. Em caso de eventual inadimplência, procede-se o bloqueio da conta centralizadora, depositária da receita oriunda do fornecimento de energia elétrica, para posterior transferência, para o supridor de energia, dos valores correspondentes.

O contrato foi aditado em 17 de outubro de 2002 e em 30 de janeiro de 2004.

Contrato de Leilão – CHESF (CCVE 017/2002)

Em 23 de setembro de 2002, a Companhia e a CHESF celebraram um contrato de compra e venda de energia, de 45MWh por hora e 61,92MW de potência, correspondentes a 90 lotes de energia adquiridos pela Companhia no leilão realizado no MAE nº 001/2002. O prazo de vigência do contrato é de 72 meses, contado a partir da data de início da entrega dos montantes de energia e potência contratadas pela CHESF, em 1º de janeiro de 2003.

A energia fornecida é faturada e paga mensalmente. O valor mensal, por MW/h, corresponde a R\$65,95, referido a maio de 2005, reajustado com periodicidade anual pela variação do IGP-M/FGV, ou, no caso de sua extinção, outro índice que venha a substituí-lo ; na falta deste, outro com função similar deverá ser indicado de comum acordo entre as partes. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas, multa de 3% e juros de 1% ao mês. A parte que der causa à rescisão do contrato ficará obrigada a pagar à outra parte multa e indenização por perdas e danos.

Em garantia do pagamento das obrigações deste contrato, foi dada a própria receita, oriunda do pagamento das contas de consumo de energia elétrica, mediante celebração de Contrato de Constituição de Garantia. Em caso de eventual inadimplência, procede-se o bloqueio da conta centralizadora, depositária da receita oriunda do fornecimento de energia elétrica, para posterior transferência, para o supridor de energia, dos valores correspondentes.

O contrato foi aditado em 17 de outubro de 2002 e em 30 de janeiro de 2004.

Contrato Inicial com a SAELPA

As Resoluções ANEEL nºs 44 e 45, ambas de 1º de fevereiro de 2001, estabeleceram as diretrizes e condições, bem como homologaram os montantes e as tarifas de energia e demanda para o contrato inicial de compra de energia elétrica entre COSERN e SAELPA.

Em decorrência do estabelecido nas Resoluções acima citadas, em 30 de junho de 2002, a Companhia e a SAELPA celebraram o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica nº 3699, cujos montantes, de energia e potência se encontram detalhados abaixo. O contrato é vigente a partir de 1º de janeiro de 2001 até 31 de dezembro de 2005.

Os volumes de energia e demanda objetos deste contrato estão definidos na tabela seguinte, sendo que os valores explicitados em azul são decorrentes de aditamento em função do cliente Coteminas optar por exercer a condição de cliente parcialmente livre, a Cosern a reduzir os montantes de energia e demanda a partir de agosto de 2003.

Os volumes de energia e demanda objetos deste contrato foram definidos pela Resolução ANEEL n° 45, conforme definidos abaixo, sendo que os valores de agosto a dezembro de 2003, referem-se às alterações impostas pela resolução ANEEL N.º 471/2003.

ENERGIAS CONTRATADAS (MWh)				
MÊS	2001	2002	2003	2004
JAN	425,00	425,00	318,75	212,50
FEV	384,00	384,00	288,00	192,00
MAR	425,00	425,00	318,75	212,50
ABR	411,00	411,00	308,25	205,50
MAI	411,00	411,00	308,25	205,50
JUN	392,00	392,00	294,00	196,00
JUL	400,00	400,00	300,00	200,00
AGO	407,00	407,00	301,94	203,50
SET	415,00	415,00	305,69	207,50
OUT	452,00	452,00	329,59	226,00
NOV	411,00	411,00	299,97	205,50
DEZ	471,00	471,00	343,45	235,50

DEMANDAS CONTRATADAS - 13,8 KW					
MÊS	2001	2002	2003	2004	2005
JAN	1.267,00	1.267,00	950,25	633,50	316,75
FEV	1.113,00	1.113,00	834,75	556,50	278,25
MAR	1.198,00	1.198,00	898,50	599,00	299,50
ABR	1.094,00	1.094,00	820,50	547,00	273,50
MAI	1.144,00	1.144,00	858,00	572,00	286,00
JUN	1.146,00	1.146,00	859,50	573,00	286,50
JUL	1.120,00	1.120,00	840,00	560,00	280,00
AGO	1.167,00	1.167,00	862,00	583,50	291,75
SET	1.260,00	1.260,00	922,00	630,00	315,00
OUT	1.131,00	1.131,00	817,00	565,50	282,75
NOV	1.183,00	1.183,00	854,00	591,50	295,75
DEZ	1.267,00	1.267,00	915,00	633,50	316,75

A energia fornecida é faturada e paga mensalmente. O valor mensal, por MWh, corresponde a R\$ 66,12, referido a setembro de 2004, e em conformidade com as tarifas que constam abaixo. Tais tarifas são reajustadas com periodicidade anual pela variação do IGP-M/FGV, ou, no caso de sua extinção, outro índice que venha a substituí-lo oficialmente de acordo como que for disciplinado pela ANEEL. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas, multa de 2% e juros de mora de 12% ao ano.

As tarifas vigentes de demanda e energia homologados pela ANNEEL, através da Resolução 439 de 27 de agosto de 2003 são as seguintes:

Tarifa de Demanda (R\$/kW)	Tarifa de Energia (R\$/MWh)
11,64	36,99

Vigência a partir de 28 de agosto de 2004

NC ENERGIA

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica 010/2002

Em 1º de outubro de 2002, a Companhia e a NC Energia celebraram um contrato de compra e venda de energia elétrica, cujos volumes de energia estão detalhados a seguir. O contrato tem prazo de vigência de 50 (cinquenta) meses, com início a partir de 1º de outubro de 2002 e término em 30 de novembro de 2006.

O volume de energia referente a este contrato está definido na tabela abaixo (volumes de referência apenas):

Autoprodutor	Resolução Autorizativa (ANEEL)	Demanda Associada MW	Quantidades Mensais MWh
Vale Verde Empreendimentos Agrícolas LTDA	259/2002	3,00	1.944,00
Usinas Estivas S.A.	365/2002	1,00	648,00

A energia fornecida é faturada e paga mensalmente. O valor mensal, por MWh, corresponde a R\$ 135,69, referido a abril de 2005, sendo reajustado anualmente pela variação do IGP-M/FGV. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas multa de 2% e juros de mora de 12% ao ano.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica – TERMOAÇU

Em 11 de novembro de 2002, a Companhia e a Termoçu celebraram um contrato de compra e venda de energia, com o volume de energia detalhado abaixo. O contrato tem prazo de vigência de 20 (vinte) anos. A energia fornecida será faturada e paga mensalmente. O valor mensal, por MWh, corresponde a R\$ 124,88, referido a abril de 2003, sendo reajustado anualmente, em conformidade com a regra de reajuste mostrada a seguir. Em caso de mora, incidem sobre as parcelas multa de 2% e juros de mora de 1% ao mês.

O contrato foi aditado em 4 de março de 2004 e em 30 de setembro de 2004.

O volume de energia referente a este contrato está definido na tabela abaixo:

ANO	MW
2007	92
2008	89
2009	88
2010	87
2011	87
2012	87
2013	88
2014	88
2015	87
2016	87
2017	87
2018	87
2019	88
2020	88
2021	87
2022	87
2023	88
2024	88
2025	88
2026	88
2027	88

Leilão de Energia

Em 7 de dezembro de 2004, foi realizado o primeiro leilão de energia nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Para maiores informações sobre a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ver seção “Visão Geral do Setor de Energia Elétrica” deste Prospecto.

A tabela abaixo indica a energia adquirida pela Companhia em tal leilão para suprir o seu mercado nos períodos que indica:

Vendedor	2005 a 2012			2006 a 2013			2007 a 2014		
	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MW médio)	R\$/MWh	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MW médio)	R\$/MWh	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MW médio)	R\$/MWh
CEEE	531.850,056	7,584	57,47	226.354,994	3,228	67,87	-	-	-
CEMIG	-	-	-	1.380.467,622	19,685	69,58	-	-	-
CESP	1.636.461,712	23,335	62,10	1.754.251,200	25,015	68,37	23.917,900	0,341	77,70
CHESF	5.113.942,840	72,923	52,79	1.569.593,176	22,382	60,35	165.033,510	2,353	66,05
COPEL GERACAO	2.004.665,592	28,586	57,50	548.017,354	7,815	67,62	96.867,494	1,381	75,44
DUKE	437.753,506	6,242	59,98	86.372,302	1,232	69,98	260.705,108	3,718	75,98
ELETRONORTE	1.374.627,834	19,602	56,00	488.450,246	6,965	63,90	657.742,248	9,379	77,00
EMAE	173.874,058	2,479	60,84	49.142,860	0,701	69,21	5.979,476	0,085	75,75
ESCELSA	177.965,210	2,538	57,00	40.207,794	0,573	64,00	-	-	0,00
FURNAS	6.292.195,276	89,724	60,94	3.763.151,768	53,661	69,58	179.384,246	2,558	77,70
LIGHT	777.319,310	11,084	51,73	193.593,084	2,761	61,12	-	-	-
TRACTEBEL	-	-	-	-	-	-	11.958,952	-	70,89
TOTAL									
Em MWh	18.520.655,394		57,51	10.099.602,400		67,33	1.401.588,934		75,46
Em Mwmédio	264,098			144,017			19,986		

A Emissora firmou CCEAR com os 12 vendedores identificados na tabela acima, todos na modalidade de quantidade de energia elétrica, o que significa dizer que os riscos hidrológicos serão assumidos pelos geradores.

Todos os contratos acima referidos foram firmados em 23 de dezembro de 2004, com vigência até 31 de dezembro de 2012 para os contratos com início de suprimento em 1º de janeiro de 2005, até 31 de dezembro de 2013 para os contratos com início de suprimento em 1º de janeiro de 2006, e até 31 de dezembro de 2014 para os contratos com início de suprimento em 1º de janeiro de 2007.

Os contratos prevêem que o suprimento de energia elétrica vigorará pelo prazo previsto, independentemente do prazo final da concessão, permissão ou autorização do comprador, assumindo o sucessor todas as obrigações e direitos previstos no CCEAR.

Leilão 01/2005

Em 2 de abril de 2005, foi realizado o segundo leilão de energia de empreendimentos existentes nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Para maiores informações sobre a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ver seção “Visão Geral do Setor de Energia Elétrica” deste Prospecto.

A tabela abaixo indica a energia adquirida pela Companhia em tal leilão para suprir o seu mercado nos períodos que indica:

Vendedor	2008 a 2015			2009 a 2016		
	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MW médio)	R\$/MWh	Energia Contratada (MWh)	Energia Contratada (MW médio)	R\$/MWh
CDSA	107.264,30	1,53	83,48	-	-	-
CELPA	18.549,46	0,26	83,5	-	-	-
CEMIG GERACAO	84.682,34	1,21	83,5	-	-	-
CESP	137.104,74	1,96	83,5	-	-	-
CGTEE	83.875,84	1,20	83,5	-	-	-
CHESF	362.924,32	5,18	83,5	-	-	-
COPEL GERACAO	64.519,88	0,92	82,32	-	-	-
ELETRONORTE	72.584,87	1,04	83,47	-	-	-
ENERSUL	16.129,97	0,23	78,5	-	-	-
TEC	120.974,77	1,73	81,55	-	-	-
		0		-	-	-
		0		-	-	-
TOTAL						
Em MWh	1.068.610,49		83,13	0		
Em Mwmédio	15,238			0		

A Emissora firmou CCEAR com os 10 vendedores identificados na tabela acima, todos na modalidade de quantidade de energia elétrica, o que significa dizer que os riscos hidrológicos serão assumidos pelos geradores.

Todos os contratos acima referidos foram firmados em 8 de abril de 2005, com vigência até 31 de dezembro de 2015 e início de suprimento em 1º de janeiro de 2008, com exceção dos contratos com a ENERSUL e com a CELPA, que estão com efeito suspenso até 18 de setembro de 2005 por não terem concluído o processo de desverticalização.

Os contratos prevêem que o suprimento de energia elétrica vigorará pelo prazo previsto, independentemente do prazo final da concessão, permissão ou autorização do comprador, assumindo o sucessor todas as obrigações e direitos previstos no CCEAR.

Contratos Financeiros

Empréstimos em Moeda Nacional

Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito

Em 1º de junho de 2000, a COSERN celebrou com o BNDES o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 61.928 – BNDES/FINEM, no montante de R\$ 65,2 milhões, destinados ao plano de investimentos em expansão, melhorias e modernização do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica. O prazo total do contrato é de 96 meses, incluindo o prazo de carência, e o prazo de amortização é de 72 meses. A taxa de juros convencionada é de 4,5% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, divulgada pelo Banco Central.

A Companhia deu em garantia ao BNDES parte de sua receita, em valor equivalente a, no mínimo, 140% do valor da dívida. Além disso, a Emissora emitiu, em favor dos agentes financeiros, nota promissória com vencimento à vista de valor equivalente a 130% do montante devido.

Figuram como agentes financeiros da operação (i) Banco Credibanco S.A. (sucedido pelo Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.); (ii) Banco Alfa de Investimento S.A.; (iii) Banco Itaú BBA S.A.; (iv) Banco Sudameris Brasil S.A.; (v) Banco ABC Brasil S.A.; e (vi) Banco BVA S.A. (aqui referidos como os “Agentes Financeiros”).

Em 4 de agosto de 2004, foi celebrado aditivo ao contrato, estabelecendo novos *covenants* e prevendo o compartilhamento de Garantia Real com os Agentes Financeiros.

Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor deste contrato era de R\$ 39.015.553,94.

Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito

Em 14 de fevereiro de 2002, a COSERN celebrou com o BNDES o Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, no montante de R\$ 123 milhões, para suprir parte das insuficiências de recursos da Companhia decorrentes de (i) redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica; e (ii) variações de valores relativos ao Contrato de Concessão, verificadas no exercício de 2001.

Os juros pactuados são de 1%, a título de “*spread*”, acima da taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, tornando-se exigíveis juntamente com as respectivas amortizações do principal. O principal da dívida deverá ser pago ao BNDES da seguinte forma:

- i) R\$ 117 milhões em 101 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira prestação em 15 de março de 2002 e a última em 15 de julho de 2010; e
- ii) R\$ 6 milhões em 4 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 15 de agosto de 2010 e a última em 15 de novembro de 2010.

Em garantia à obrigação assumida, a Companhia procedeu à cessão e transferência ao BNDES, através do mecanismo de conta vinculada, do produto da cobrança da tarifa de fornecimento de serviços públicos de distribuição de energia elétrica no valor equivalente a 4,42 % do seu faturamento mensal.

Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor deste contrato era de R\$ 96.421.199,80.

As obrigações financeiras assumidas pela Emissora nesse contrato são: Dívida Líquida/Ebitda < 3,0 e Ebitda/Resultado Financeiro > 2,5x. Os *covenants* apurados em junho de 2005, foram : Ebitda/RF = 13,50 e DL/Ebitda = 1,84.

Contrato de Empréstimo com o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.

Em 29 de setembro de 2004, a Companhia firmou com o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., com a interveniência da Neoenergia S.A., o Contrato de Empréstimo nº 1327358844, no valor total de R\$ 25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de reais). A data de vencimento do contrato é 17 de setembro de 2007. O valor do empréstimo será acrescido dos seguintes encargos: (i) calculados pela aplicação do percentual da variação diária da taxa CDI; e (ii) calculados pela taxa mensal de 0,21%.

Contrato de Empréstimo com o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A.

Em 2 de agosto de 2004, a Companhia firmou com o Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. o Contrato de Empréstimo nº 1321682744, no valor total de R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais). A data de vencimento do contrato é 31 de janeiro de 2005. O valor do empréstimo será acrescido dos seguintes encargos: (i) calculados pela aplicação do percentual da variação diária da taxa CDI; e (ii) calculados pela taxa mensal de 0,186%. Em 31 de janeiro de 2005, o contrato foi aditado, passando a ter vencimento em 16 de janeiro de 2008.

Contrato Particular de Abertura de Crédito com o Banco Nordeste do Brasil S.A.

Em 23 de dezembro de 2004, a Companhia firmou com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. o Contrato Particular de Abertura de Crédito, no valor total de R\$ 46,2 milhões de reais. A Neoenergia figura como Fiadora. Incidirão, sobre o principal da dívida, juros devidos à taxa efetiva de 14% ao ano ou 1,098 ao mês. O principal da dívida será reembolsado em 60 (sessenta) prestações mensais, vencendo-se a primeira em 23 de janeiro de 2009 e a última em 23 de dezembro de 2013.

Em 20 de dezembro de 2004, a Emissora celebrou o Contrato de Prestação de Garantia Fidejussória nº 060.338331-2 com o Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A., no valor de R\$ 26,2 milhões, a fim de garantir o contrato de abertura de crédito acima, até o limite de 56,69% do saldo devedor do financiamento concedido.

Adicionalmente, a fim de garantir o pagamento do financiamento tomado junto ao Banco do Nordeste do Brasil S.A., a Emissora contratou com o Banco Santander Brasil S.A. o Instrumento de Constituição de Garantia por Prestação de Fiança nº 19724600, no valor de R\$ 20 milhões.

Contratos de Financiamento com a Eletrobrás

A COSERN celebrou 02 contratos de financiamento com a Eletrobrás, em 31 de maio de 2004 e 24 de outubro de 2002, cujo objetivo era a custear as obras do Programa de Eletrificação Rural, parte integrante do Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz Para Todos. Os empréstimos devidos à Eletrobrás, no seu valor de face, totalizam o montante de R\$ 34.624 mil, sendo as amortizações de principal devidas em prestações mensais após encerramento do período de carência de cada financiamento. Para garantia de tais financiamentos, a Companhia vinculou sua própria receita para recebimento direto dos valores vencidos e não pagos à satisfação da Eletrobrás, com prioridade em relação aos saques da própria Companhia. A vinculação de sua receita é suportada com a outorga de procuração pública à Eletrobrás, para transferência dos valores existentes em suas contas bancárias perante quaisquer estabelecimentos bancários, para satisfação do pagamento de quantias que se tornarem devidas pela Emissora em decorrência de inadimplemento financeiro da Emissora.

Demais Financiamentos da COSERN

Em 23 de dezembro de 2004, a Companhia firmou com a Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP, contrato de financiamento para custear, parcialmente, despesas incorridas na elaboração do projeto de Otimização do Desempenho da Rede de Distribuição e Programas Comunitários. O valor total do contrato é de 5.394.557,00 e, será pago em 49 parcelas mensais, sendo a primeira em 15 de janeiro de 2007 e a última em 15 de janeiro de 2011. A taxa de juros convencionada é de 5% ao ano acima da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, divulgada pelo Banco Central.

Em 14 de outubro de 2004, a Emissora contratou uma Cédula de Crédito Bancário nº IJ4.01/01 com o Banco Itaú-BBA S.A., no valor de R\$ 35 milhões, remunerados a 100% do CDI acrescidos da taxa de 2,157% ao ano, com vencimento em 1º de outubro de 2007.

A fim de garantir as responsabilidades assumidas pela Emissora em processo de execução fiscal em trâmite perante a 7ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Natal, a mesma celebrou um Contrato de Prestação de Fiança nº A0025872, com o Banco Votorantim S.A., no valor de R\$ 12 milhões, cujo vencimento se dará em 17 de fevereiro de 2006. (para detalhes sobre a execução fiscal acima mencionada, ver seção “Contingências Judiciais e Administrativas – Contingências Judiciais”).

Em 30 de março de 1994, a Companhia e a União Federal firmaram Contrato de Confissão e Composição de Dívidas, no valor total de CR\$ 10.788.692.261,69. Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor deste contrato era de R\$ 38.926.015,06.

Contratos Não Operacionais

A Companhia celebrou diversos contratos de natureza não operacional com diversas partes, sendo os principais apresentados abaixo:

Empresa	Contrato Pagto	Início	Vencido	Valor
XEROX	4600001198 Mensal	28.06.2000	26.06.2005	1.348.416,50
INTELIGENCIA	4600007456 Mensal	01.03.2002	30.04.2006	235.811,88
GETRONICS	4600003859 Mensal	01.10.2002	30.09.2005	490.161,02
SAP-ESPANHA	4600004268 Trimestral	01.01.2003	01.12.2005	261.820,37
ORACLE	4600005935 Anual	05.05.2004	04.05.2006	82.627,18
SOSERVI			31.08.2005	1.758.882,34
GARRA			31.12.2005	799.442,16

Patentes, Marcas e Licenças

A Cosern não possui nenhuma marca, patente ou licença registrada no Instituto Nacional de Propriedade Industrial – INPI, bem como não é parte de contrato de transferência de tecnologia relacionado às suas atividades.

Meio Ambiente

Todos os projetos de expansão do sistema elétrico são executados com a observância da legislação ambiental vigente. As licenças e os estudos de impactos ambientais são regularmente obtidos quando exigidos por lei. Quando exigido pelo ente administrativo um ajustamento de conduta, a Emissora igualmente cumpre com as determinações ali contidas.

Para informações sobre processos administrativos e autos de infração envolvendo a Emissora, com relação a questão de meio ambiente, ver seção “Contingências Judiciais e Administrativas”.

Seguros

Os seguros da Companhia são contratados de acordo com as políticas adotadas pelo grupo Neoenergia, em conjunto com a COELBA e a CELPE. A política de seguros do grupo é de contratar coberturas securitárias para atender os respectivos contratos de concessão.

Política de Hedge

A Companhia mantém uma política conservadora em relação à exposição do seu passivo bancário frente às oscilações cambiais, mantendo *hedge* para 100% de sua dívida vinculada a moeda estrangeira. Atualmente, o *hedge* tem sido feito através de operações de *swaps*, nas quais a COSERN fica ativa em variação cambial e passiva em algum indexador.

Prêmios

A Companhia foi vencedora do Prêmio ABRADÉE 2000, na categoria “Maior Evolução do Desempenho”.

Em 2002, a Emissora também alcançou resultados expressivos no que se refere às premiações. Obteve o 12º lugar em pesquisa de satisfação do consumidor realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, envolvendo exclusivamente as empresas participantes da ABRADÉE. A associação ainda considerou a Companhia como a “2ª Melhor Gestão Econômico Financeira do Brasil” e a “16ª Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil”. Consideradas somente as empresas de médio e grande porte, a COSERN ficou em 1º lugar no Nordeste e em 9º lugar no Brasil. No quesito Responsabilidade Social, a Emissora manteve a posição do ano anterior, permanecendo em 5º lugar entre 44 empresas distribuidoras de energia elétrica participantes do prêmio.

Em pesquisa da FIERN – Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte, realizada em dezembro de 2002, a Companhia obteve os maiores índices de aprovação entre todos os serviços públicos prestados no Estado. A Cosern ainda ficou em 2º lugar na categoria “Melhor Empresa da Região Nordeste” do prêmio da Revista Eletricidade Moderna 2002. Também figurou em 1º lugar como a “Melhor Empresa de Concessões Públicas dos Estados do Rio Grande do Norte e Paraíba”, classificação concedida pela Fundação Instituto Miguel Calmon.

Em 2003, a Cosern foi premiada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, como a “Melhor Distribuidora da Região Nordeste” e obteve a 3ª posição nas categorias “Responsabilidade Social” e “Maior Evolução de Desempenho”. Na classificação geral e na categoria “Melhor Gestão Econômico-Financeira”, a Cosern obteve a 5ª posição, concorrendo com 40 distribuidoras de energia elétrica do Brasil cujo respectivo mercado supera 400 mil clientes.

Em 2004, a COSERN ganhou o Prêmio Eletricidade Região Nordeste. No mesmo ano, ficou em 2º lugar (i) na categoria Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Nordeste – Prêmio ABRADEE e (ii) no prêmio SESI de Qualidade de Trabalho 2004.

Ainda em 2004, conquistou o Prêmio ABRACONEE da Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica e, o Prêmio HANGAR de apoio e incentivo a Cultura.

Conquistou o Prêmio Cultural Diário de Natal em 2005, como a Empresa privada que mais investe em cultura.

PROPRIEDADES, PLANTAS E EQUIPAMENTOS

A Companhia possui diversos imóveis próprios, alguns destinados à prestação dos serviços concedidos nos termos do Contrato de Concessão e outros desvinculados à prestação desses serviços.

Em 30 de junho de 2005, a Companhia possuía 78 (setenta e oito) imóveis próprios e utilizava 5 locações com terceiros. 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, uma vez que, segundo a legislação que rege o setor elétrico, a alienação, oneração ou cessão de bens necessários e vinculados à prestação do serviço concedido não podem ser feitas sem a prévia autorização da ANEEL. Dessa forma, os imóveis passíveis de constituição de ônus restringem-se a pequenos lotes de moradia de funcionários e demais prédios administrativos da Companhia.

A Companhia celebra contratos de locação de imóveis, na qualidade de locadora. Mensalmente a Companhia paga aproximadamente o valor de R\$ 10.077,08 referente aos aluguéis devidos a terceiros pela locação dos imóveis.

Principais Estabelecimentos e Ativos			
Bens	Custo Histórico	Depreciação	Saldo do Imobilizado
SE PARNAMIRIM II	5.997.730,37	(1.236.688,12)	4.761.042,25
SE EXTREMOZ	4.080.838,50	(679.135,22)	3.401.703,28
SE IGAPÓ	3.647.318,96	(1.660.750,92)	1.986.568,04
SE LAGOA NOVA	3.606.281,25	(65.239,16)	3.541.042,09
SE JIQUI	3.102.202,64	(610.582,71)	2.491.619,93
SE NEOPOLIS	2.924.049,18	(811.257,82)	2.112.791,36
SE MACAU	2.650.479,70	(1.247.739,29)	1.402.740,41
SE MOSSORÓ I	2.422.673,14	(1.130.146,88)	1.292.526,26
SE MOSSORÓ III	1.989.355,95	(714.451,83)	1.274.904,12
SE MARCELINO VIEIRA	1.894.544,02	(636.554,62)	1.257.989,40
SE DIX SEPT-ROSADO	1.822.621,18	(547.694,97)	1.274.926,21
SE CENTRO	1.630.323,18	(619.003,27)	1.011.319,91
SE JOÃO CAMARA	1.512.131,20	(241.236,94)	1.270.894,26
LT MOSSORÓ II / DIX SEPT ROSADO / 02J1	4.888.892,03	(3.795.816,05)	1.093.075,98
LT AÇU II / MACAU / 02F2	3.892.445,45	(1.503.504,29)	2.388.941,16
LT PARNAMIRIM / SÃO JOSÉ DE MIPIBÚ C1 / 0	3.393.337,38	(1.913.733,95)	1.479.603,43
LT ICÓ / MARCELINO VIEIRA / 02J8	3.343.382,47	(973.714,14)	2.369.668,33
LT JOÃO CÂMARA / SÃO BENTO DO NORTE / 02J3	1.904.923,67	(357.173,23)	1.547.750,44
LT CEARÁ MIRIM / JOÃO CÂMARA / 02J2	1.683.847,84	(315.997,80)	1.367.850,04
LT SANTANA DO MATOS / JUCURUTU / 02M2	1.425.982,79	(322.657,97)	1.103.324,82
LT JIQUI / LITORAL SUL / 02F3	1.405.250,12	(190.846,94)	1.214.403,18
LT PARNAMIRIM / BREJINHO / 02F4	1.393.735,58	(257.426,22)	1.136.309,36

Tecnologia e Informática

A Emissora possui uma infra-estrutura de informática que suporta adequadamente suas áreas de negócio, contribuindo para a padronização e redução de custos dos seus processos. Para integrar e dar agilidade aos processos principais do negócio, a Emissora dispõe dos sistemas corporativos apresentando soluções com alta disponibilidade.

RECURSOS HUMANOS

Empregados

No quadro abaixo, pode-se identificar a evolução do quadro de pessoal da COSERN nos últimos cinco anos (não considerando diretores, estagiários, conselheiros fiscais e administrativos):

ANO	2002	2003	2004
Número de Empregados em Dezembro	619	633	651

Em 30 de junho de 2005, a Companhia possuía 659 empregados (categorias de superintendente, diretor, terceiro, estagiário e menor). Seu quadro de pessoas totalizava 1.707. Segue abaixo quadro de força de trabalho referente ao ano de 2005:

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho
Empregados	648	647	646	657	659	659
Superintendentes	7	7	7	7	7	7
Diretores	5	5	5	5	5	5
Terceiros	909	909	909	952	909	943
Estagiários	65	66	81	75	75	74
Menores	20	20	20	20	20	19
Total	1.654	1.654	1.668	1.716	1.675	1.707

Segue, abaixo, quadro de funcionários da Companhia por qualificação em 2005:

Executivos	93
Superior	85
Técnicos	200
Administrativos	58
Operacionais	223
	659

Em 30 de junho de 2005, o valor da folha de pagamento da COSERN (Junho/05) totalizava R\$ 2.983.365,25.

Sindicatos

Os empregados da COSERN são representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética e Empresas Prestadoras no Serviço Elétrico e Similares do Rio Grande do Norte - SINTERN.

A renegociação salarial dos empregados da COSERN ocorre no mês de novembro. O índice de reajuste salarial nos últimos quatro anos foram os seguintes: (i) 8,16% em 2001, a partir de novembro de 2001; (ii) 10% em 2002, sendo 8,5% a partir de novembro de 2002 e 1,5% a partir de maio de 2003, não cumulativo; (iii) 15% em 2003, sendo 10% a partir de novembro de 2003 e 5% a partir de março de 2004, não cumulativo; e (iv) 5,72% em 2004, a partir de novembro de 2004.

Durante os períodos referidos acima, não ocorreu nenhuma paralisação na Companhia.

Previdência

A Companhia é patrocinadora da FASERN – Fundação COSERN de Previdência Complementar, pessoa jurídica constituída sob a forma de fundação, por prazo indeterminado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a seus participantes e respectivos dependentes as prestações estabelecidas em seus planos de benefícios previdenciários complementares ou assemelhados aos concedidos pelo sistema oficial da previdência social.

A entidade administra dois Planos de Benefícios Previdenciários: (i) o Plano de Benefícios Previdenciários Regulamento Nº 001; e (ii) o Plano Misto de Benefícios Previdenciários Nº 001.

O Plano de Benefícios Previdenciários Regulamento Nº 001 é plano da modalidade de benefício definido, sendo que para o custeio do plano, as contribuições da Companhia, na qualidade de patrocinadora, equivalem a duas vezes o valor da contribuição dos participantes.

O Plano Misto de Benefícios Previdenciários Nº 001 é enquadrado na modalidade de contribuição definida, sendo que para o custeio do plano, as contribuições da Companhia, na qualidade de patrocinadora, são na mesma proporção da contribuição dos participantes.

A FASERN adota o regime financeiro de capitalização.

Durante o período de 12 meses findo em 31 de dezembro de 2004, a Companhia efetuou contribuições à FASERN no montante de R\$ 1.649.873,09.

Plano de Participação nos Lucros e Resultados - PLR

A COSERN possui um modelo próprio de Participação nos Lucros e Resultados - PLR. A verba do PLR é aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, considerando o cumprimento de metas e objetivos corporativos, ou seja o desempenho da Companhia. A distribuição do PLR é negociada com o sindicato, nos termos da Lei 10.101, de 19 de dezembro de 2000.

O último pagamento ocorreu em 13 de maio de 2005, referente ao desempenho da Emissora no ano de 2004 e representou R\$ 4.322.985,94.

Planos de Opção de Compra de Ações destinados a empregados

A Companhia não possui planos de opção de compra de ações destinados a empregados ou de outras formas de seu envolvimento no capital da Companhia.

DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL E DIVIDENDOS

Abaixo uma breve descrição da composição do Capital Social da Emissora, incluindo as disposições referentes ao seu Estatuto Social e à Lei das Sociedades por Ações. Para maiores detalhes, os potenciais investidores devem consultar o Estatuto Social da Emissora e/ou a Lei das Sociedades por Ações.

Capital Social

Na data deste Prospecto, o capital social da Companhia era de R\$ 179.787.268,58 representado por 129.746 mil ações ordinárias, 20.606 mil ações preferenciais da classe A e 17.722 mil ações preferenciais da classe B, todas subscritas e integralizadas e sem valor nominal, conforme o quadro abaixo:

	MIL/AÇÕES ON		MIL/AÇÕES PN A		MIL/AÇÕES PN B		TOTAL	
Acionistas	QTDE	%	QTDE	%	QTDE	%	QTDE	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76	16.674	94,1	113.285	67,4
Neoenergia	39.678	30,6	2.748	13,3	-	-	42.426	25,2
Uptick Participações	7.577	5,8	1.157	5,6	1.048	5,9	9.782	5,8
Iberdrola Energia	1.269	1,0	886	4,3	-	-	2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8	-	-	426	0,3
Total	129.746	100,	20.606	100,	17.722	100,	168.074	100,

Cada ação ordinária confere ao respectivo titular direito a um voto nas assembleias gerais ordinárias e extraordinárias. As ações ordinárias poderão ser convertidas em preferenciais, desde que haja solicitação do titular e aprovação da Assembleia Geral, obedecido sempre o limite legal.

Às ações preferenciais de ambas as classes, não terão direito de voto. A estas, fica assegurada, na forma da lei, prioridade no reembolso de capital, pelo valor de patrimônio líquido das ações, no caso de liquidação da companhia, ficando assegurado ainda (i) às ações preferenciais “Classe A” prioridade na distribuição de dividendos mínimos, no valor de 10% sobre o capital social representado por ações preferenciais “Classe A”; e (ii) às ações preferenciais “Classe B”, prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferenciais “Classe A”, sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

As ações podem ser convertidas em outras classes, desde que a conversão seja solicitada pelo respectivo detentor e expressamente autorizada pela Assembleia Geral.

Alterações relevantes na participação dos membros do grupo de controle

Não houve alterações relevantes na participação dos membros do grupo de controle nos últimos 3 exercícios sociais.

Ações em tesouraria e política para negociação de valores mobiliários de emissão da COSERN

A Companhia não detém, na presente data, ações em tesouraria.

A política de negociação da COSERN de valores mobiliários por ela emitidos, elaborada nos termos da Instrução da CVM n.º 358/2002, estabelece regras que deverão ser observadas por acionistas controladores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, gerentes e funcionários da Companhia que tenham acesso freqüente a informações relevantes e outros que a Companhia considere necessário ou conveniente, definindo períodos nos quais estas deverão abster-se de negociar valores mobiliários, de modo a evitar o questionamento com relação ao uso indevido de informações relevantes não divulgadas ao público.

Ações detidas por empregados e membros da administração da Companhia

De acordo com o artigo 146 da Lei 6.404/76, todos os membros do Conselho de Administração da Companhia, titulares e suplentes, são titulares de 1 ação ordinária, cada um.

De acordo com o edital de privatização da COSERN nº 01/97, foram ofertadas aos seus empregados 9.308.000 ações ordinárias de emissão da COSERN representativas de 10% do capital votante da Companhia. Diversos funcionários adquiriram as ações e posteriormente as venderam à própria Emissora, através de oferta pública de ações realizada em 12 de maio de 2000. Atualmente, 486 funcionários da COSERN são detentores de 5.640 ações ordinárias de emissão da Companhia.

Forma de Transferência das Ações

A transferência de ações escriturais realizar-se-á mediante registro na instituição financeira contratada pela empresa para prestação desses serviços.

Restrições

As ações que compõem o controle acionário da COSERN não poderão ser transferidas, cedidas ou alienadas, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem a prévia concordância da ANEEL.

Ações da Companhia direta ou indiretamente detidas pelos Administradores

Em 30 de junho de 2005, não havia participação relevante direta ou indireta detida por quaisquer administradores da Companhia em seu capital social.

Política de Distribuição de Dividendos

Do lucro líquido do exercício, apurado nos termos da Lei, serão feitas as seguintes deduções e destinações:

- 5% para constituição da reserva legal, até que seu montante atinja 20% do Capital Social, nos termos da Lei;
- da importância necessária para assegurar a distribuição do dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício, não cumulativo, destinado prioritariamente ao pagamento dos dividendos das ações preferenciais “Classe A” e “Classe B”.

Os órgãos da Administração da Companhia, “*ad referendum*” da Assembléia Geral, poderão declarar dividendos intermediários, sob quaisquer das modalidades facultadas. Serão pagos no prazo de 60 dias da data em que forem declarados, salvo disposição em contrário da Assembléia Geral, mas sempre dentro do exercício social.

Os dividendos não reclamados no prazo de 3 anos, reverterão em favor da Companhia.

Os valores dos dividendos que forem devidos aos acionistas, não sofrerão incidência de encargos financeiros. O valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos da legislação e regulamentação pertinentes, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela sociedade para todos os efeitos legais. No entanto, tal dividendo não será obrigatório no exercício social em que a Diretoria, dando prévio conhecimento ao Conselho de Administração, informar à Assembléia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser o dividendo obrigatório incompatível com a situação financeira da Companhia.

Histórico de Pagamento de Dividendos

O quadro abaixo demonstra os valores dos dividendos e juros sobre capital próprio declarados nos últimos 5 exercícios sociais:

Distribuição de Dividendos e Juros sobre capital próprio aos Acionistas		
Exercício	Proventos	R\$ mil
2000	Juros sobre capital próprio	19.777
2000	Dividendos	47.521
2001	Juros sobre capital próprio	38.528
2002	Dividendos	7.292
2003	Juros sobre capital próprio	16.271
2003	Dividendos resultado do exercício	38.663
2003	Dividendos a partir Reserva Lucros	82.767
2004	Juros sobre capital próprio	15.500
2004	Juros sobre capital próprio	21.000
2004	Dividendos intermediários	47.037
2004	Juros sobre capital próprio	8.500
2004	Dividendos complementares	15.192

ADMINISTRAÇÃO

A Emissora é administrada por um Conselho de Administração, formado por, no máximo, 11 membros e seus respectivos suplentes (cada um, um “Conselheiro” e, em conjunto, os “Conselheiros”), e por uma Diretoria composta por no mínimo 2 membros e no máximo 7 membros (cada um, um “Diretor” e, em conjunto, os “Diretores”), sendo um deles Diretor-Presidente.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Emissora composto, atualmente por 8 membros efetivos e igual número de suplentes, todos acionistas da Companhia, é responsável, dentre outras atribuições, pela orientação geral de seus negócios, pela eleição e destituição dos membros da Diretoria e pela fixação de suas atribuições, bem como por fiscalizar a gestão dos Diretores. Os membros do Conselho de Administração são eleitos pelos Acionistas da Emissora em assembléia geral. O mandato dos Conselheiros é de 1 ano, sendo permitida a reeleição.

Conforme previsto no Estatuto Social, o Conselho de Administração reúne-se extraordinariamente sempre que convocado pelo seu Presidente ou por dois de seus membros.

Endereço Comercial dos membros do Conselho de Administração da Companhia
Rua Mermoz, nº 150 – Natal – RN

O Estatuto Social da Emissora garante o direito a seus empregados acionistas de eleger um membro do Conselho de Administração, caso as ações que detenham não sejam suficientes para garantir a eleição.

Composição

Em 30 de junho de 2005, os membros do Conselho de Administração da Emissora eram:

Nome	Data da Eleição	Término	Cargo
Renato Sobral Pires Chaves	28/03/2005	28/03/2006	Presidente
Gonzalo Pérez Fernández	28/03/2005	28/03/2006	Vice Presidente
Pedro Damásio Da Costa Neto	08/08/2005	28/03/2006	Membro Efetivo
Luiz Eduardo Franco De Abreu	28/03/2005	28/03/2006	Membro Efetivo
Marcelo Maia de Azevedo Corrêa	28/03/2005	28/03/2006	Membro Efetivo
Luciana Freitas Rodrigues	28/03/2005	28/03/2006	Membro Efetivo
Fernando Arronte Villegas	28/03/2005	28/03/2006	Membro Efetivo
Clayton Ferraz de Paiva	28/03/2005	28/03/2006	Membro Efetivo
Luis Eduardo Gabriel Carvalhosa	28/03/2005	28/03/2006	Membro Suplente
Mario José Ruiz-Tagle Larrain	28/03/2005	28/03/2006	Membro Suplente
Roseane de Albuquerque Santos	28/03/2005	28/03/2006	Membro Suplente
Antônio Carlos Silva	28/03/2005	28/03/2006	Membro Suplente
Alberto Monteiro Queiroz neto	28/03/2005	28/03/2006	Membro Suplente
Francisco Antônio Veiga de Medeiros	28/03/2005	28/03/2006	Membro Suplente
Zenobio do Rego	08/08/2005	28/03/2006	Membro Suplente
Roberto Medeiros Dos Santos	28/03/2005	28/03/2006	Membro Suplente

Experiência Profissional

RENATO SOBRAL PIRES CHAVES. Bacharel em Ciências Contábeis pela Universidade Santa Úrsula – Rio de Janeiro, Pós-Graduado em Ciências Contábeis pela Fundação Getúlio Vargas e em Finanças e Mercado de Capitais pela PUC-RJ. Mestre em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ocupa atualmente o cargo de Diretor de Participações da Previ e Presidente dos Conselhos de Administração da Neoenergia, COELBA, CELPE, COSERN, Itapebi, Termopernambuco e NC Energia.

GONZALO PÉREZ FERNÁNDEZ. Engenheiro Industrial com especialidade em Técnicas Elétricas pela Escola Técnica Superior de Engenheiros Industriais de Madrid (Espanha) e “PDD 91” pelo Instituto de Estudos Superiores de Empresa-Universidade de Navarra (Espanha). Atualmente exerce a função de Diretor Geral da América Latina da Iberdrola S.A. Conselheiro Vice presidente da Associação Mexicana de Empresas Elétricas e Presidente do Conselho da Iberdrola México e da Empresa Elétrica da Guatemala. É membro do Conselho de Administração da Neoenergia, COELBA, CELPE, COSERN, Itapebi, Termopernambuco e NC Energia.

LUIZ EDUARDO FRANCO DE ABREU. Bacharel em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, especialista em finanças pelo IBMEC e Mestre em Administração de Empresas pela Duke University. Foi Diretor de Operações da Pacific do Brasil Comércio Exterior Ltda., Diretor Presidente do BRB – Banco de Brasília S.A., Diretor Presidente da Financeira, na GFC – Global Finance Consulting S/C Ltda, Diretor da Área de Finanças da NSG Consultoria S/C Ltda. Ocupa atualmente o cargo de Vice-Presidente de Finanças, Mercado de Capitais e Relações com Investidores do Banco do Brasil S.A. e membro do Conselho de Administração da Neoenergia, COELBA, CELPE, COSERN, Itapebi, e Termopernambuco.

MARCELO MAIA DE AZEVEDO CORRÊA. Bacharel em Engenharia pela PUC-RJ. Pós-Graduado em Finanças pelo IBMEC. Foi Diretor da VBC Energia S.A. e da Serra da Mesa Energia S.A. Ocupa a Presidência da Neoenergia desde janeiro de 2004. É membro do Conselho de Administração da COELBA, CELPE, COSERN, Itapebi, Termopernambuco e NC Energia.

LUCIANA FREITAS RODRIGUES. Graduada em Estatística pela Faculdade Estadual do Rio de Janeiro – UERJ, Atuária pela Estácio de Sá, MBA em Finanças pelo IBMEC e Analista de Projetos de Sistemas pelo IBAM. Funcionária de carreira do Banco do Brasil e atualmente a disposição da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI onde exerce o cargo de Técnico Sênior.

FERNANDO ARRONTE VILLEGAS. Formação Superior de Ciências Físicas pela Universidade de Santander (Espanha). Doutor em informática pela Universidade Politécnica de Madrid (Espanha). Concluiu o Programa de Desenvolvimento Diretivo pela Universidade de Navarra (Espanha). Começou sua vida profissional trabalhando na SIEMENS (Espanha) no Departamento de Projetos. Em 1984 passa para a Companhia HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA onde exerceu diversas atividades. Com a Fusão da IBERDUERO S.A. e HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA, surgiu a IBERDROLA S.A. Exerceu o cargo de Presidente da CELPE. Atualmente exerce o cargo de Diretor Executivo de Distribuição na Neoenergia e membro do Conselho de Administração da COELBA, CELPE e COSERN.

CLAYTON FERRAZ DE PAIVA. Graduado em Engenharia Elétrica e Civil. Como Engenheiro ajudou em várias equipes da SUDENE. Na CHESF foi Assessor, Chefe de Departamento e Gabinete e Presidente em exercício da FACHESF. Desenvolveu várias atividades no Sindicato dos Engenheiros do Estado de Pernambuco, sendo atualmente Diretor de Relações Sindicais.

PEDRO DAMÁSIO DA COSTA NETO. Graduado em Engenharia Elétrica e Administração de Empresas pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Engenheiro da Cosern desde agosto de 1977 é atualmente diretor do Sindicato dos Trabalhadores na Indústria Energética e Empresas Prestadoras de Serviço no Setor Elétrico e Similares no Estado do Rio Grande do Norte - SINTERN.

LUIS EDUARDO GABRIEL CARVALHOSA. Bacharel em Economia, MBA em Gestão de Ativos pela PUC-RJ, Analista Sênior no DIMEC do Banco do Brasil. Membro Suplente do Conselho de Administração da CELPE.

MARIO JOSÉ RUIZ-TAGLE LARRAIN. Graduado em Direito pela Universidade Diego Portales (Chile) em 1990 e Pós-Graduado em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidad Católica do Chile em 2001. Foi Diretor das empresas Madera Cóndor S.A. e Florestal Comaco S.A. Ocupou também os cargos de Diretor Suplente da Sociedad Iberoamericana de Energia – IBENER S.A., Sociedad Inversora Elétrica Andina S.A.

ROSEANE DE ALBUQUERQUE SANTOS. Graduada em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. MBA em Direito e Economia da Empresa pela Fundação Getúlio Vargas. Consultora Jurídica e Regulamentar do Grupo Endesa, Consultora Jurídica do MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, Coordenadora da área de Contratos e Jurídico Regulatório da CERJ, Advogada da área de Contratos e Licitações da Furnas Centrais Elétricas S.A. Atualmente Assessora Jurídica do Grupo Neoenergia.

ANTÔNIO CARLOS SILVA. Técnico em Contabilidade e Graduando em Direito.

ALBERTO MONTEIRO DE QUEIROZ NETTO. Graduado em Administração pela Faculdade Cândido Mendes, Inglês pela EF International School of English – New York, MBA em Finanças Corporativas pela Fundação Getúlio Vargas, Mercado de Capitais e Finanças Corporativas pela USP/FEA, Mestrado em Administração pela Fundação Getúlio Vargas.

FRANCISCO ANTÔNIO VEIGA DE MEDEIROS. Graduado em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte com curso de Especialização em Administração para Executivos pela FGV/RJ, Pós Graduação em Finanças Empresariais pela FGV/RJ, Especialização em Finanças Corporativa pela UFRN. Colaborador da COSERN desde 1981, exerceu os cargos de Assessor da Diretoria de Operações , de Gestão Empresarial, Assistente da Diretoria Administrativa, Diretor Seguridade FASERN. Exerce atualmente o cargo de Diretor Presidente da FASERN.

ZENOBIO DO REGO. Eletrotécnico, trabalha na COSERN, é suplente do representante dos empregados no Conselho de Administração.

ROBERTO MEDEIROS DOS SANTOS. Bacharel em Direito e Pós-graduado em Administração de Empresas na área de Recursos Humanos pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Advogado militante há nove anos. Ex-funcionário da PETROBRAS, trabalhou durante 12 anos na área de engenharia e inspeção de equipamentos em unidades de óleo e gás. Como advogado atuou em Direito Público e Empresarial nas áreas: contratual, tributária, financeira e administrativa. Prestou assessoria jurídica a Prefeituras e Câmaras Municipais no Estado do Rio Grande do Norte. Atualmente ocupa o cargo de Gerente do Departamento Jurídico da COSERN. É professor da Universidade Potiguar. Exerce também o cargo de tesoureiro da Caixa de Assistência dos Advogados do Rio Grande do Norte.

Diretoria

A Diretoria da COSERN é composta atualmente por 5 diretores. Nos termos do Estatuto Social, o Conselho de Administração é responsável por eleger os Diretores. O mandato dos Diretores é de três anos, sendo permitida a reeleição. O Conselho de Administração pode destituir qualquer Diretor a qualquer tempo. Segundo o Estatuto Social, a Diretoria reúne-se ordinariamente, uma vez por mês, e ainda sempre que convocada por qualquer dos Diretores.

Os Diretores são responsáveis, dentre outras atribuições, pela execução das decisões da Assembléia Geral e do Conselho de Administração e pela administração direta da Emissora.

Endereço Comercial dos Diretores da Companhia

Rua Mermoz, nº 150, Natal - RN

Composição

O mandato dos Diretores teve início no dia 18 de junho de 2004 e se encerrará no dia 18 de junho de 2007. Em 30 de junho de 2005, os membros da Diretoria da Emissora eram:

Nome	Data da Eleição	Término
José Roberto Bezerra de Medeiros	18/06/2004	18/06/2007
Erik da Costa Breyer	18/06/2004	18/06/2007
Solange Maria Pinto Ribeiro	18/06/2004	18/06/2007
Roseli Schilagi	18/06/2004	18/06/2007
Paulo Roberto Dutra	18/06/2004	18/06/2007

Experiência Profissional

JOSÉ ROBERTO BEZERRA DE MEDEIROS. Engenheiro Elétrico, formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Colaborador da Cosern desde 1981, exerceu vários cargos de chefia e gerência. Participou, como representante da Cosern, de grupos de trabalhos e comitês relacionados ao setor de energia elétrica. Atualmente desempenha a função de Diretor Presidente da Cosern.

ERIK DA COSTA BREYER. Bacharel em Direito pela Universidade Federal Fluminense. MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral. MBA em Finanças e Mercado de Capitais pela Fundação Getúlio Vargas. Mestre em Administração pela Universidade Federal da Bahia. Foi Gerente de Administração de Fundos de Investimentos do Banco do Brasil S.A., membro titular do Conselho de Administração da CREMER S.A. e Presidente do Conselho de Administração da Petrobahia S.A. Atualmente, ocupa o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Neoenergia, Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da COELBA, COSERN e CELPE, Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores da Itapebi.

ROSELI SCHILAG. Graduada em Administração de Empresas pela Universidade São Judas Tadeu. MBA Executivo APG. MBA Administração USP/Ford. Foi Diretora de Recursos Humanos e Administração da Americel S.A. e Diretora de Recursos Humanos da Goodyear do Brasil PR Borracha Ltda. Atualmente exerce o cargo de Diretora de Recursos Humanos da Neoenergia e de Diretora de Gestão de Pessoas da COELBA, COSERN e CELPE.

PAULO ROBERTO DUTRA. Graduado em Administrador de Empresas pela Faculdade Cândido Mendes. Pós Graduado em Finanças pela FGV/RJ. Foi Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Aes Tietê S.A. – AES Corporation e Chefe do Departamento de Custos e Informações Gerenciais da Light Serviços de Eletricidade S.A. Atualmente exerce os cargos Diretor de Planejamento e Controle da COELBA, COSERN e CELPE.

SOLANGE MARIA PINTO RIBEIRO. Graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE. Mestre em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ. Foi Adjunta da Diretoria Financeira da CHESF, Senior Consultant da National Economic Research Associates e Diretora de Assuntos Regulatórios da Eletropaulo Metropolitana S.A. Atualmente exerce o cargo de Diretora de Regulação da Neoenergia e Diretora de Regulação e Tarifas da COELBA, COSERN e CELPE.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da Companhia é permanente e composto de 3 membros efetivos e seus respectivos suplentes escolhidos pela Assembléia Geral, podendo ser reeleitos.

Os 3 membros do Conselho Fiscal da Companhia e seus respectivos suplentes foram eleitos pela Assembléia Geral Ordinária, realizada em 28 de março de 2005, para mandato até 28 de março de 2006.

Endereço Comercial dos membros do Conselho Fiscal da Companhia
Rua Mermoz, nº 150, Natal - RN

Composição

Em 30 de junho de 2005, os membros do Conselho Fiscal da Emissora eram:

Nome	Eleição	Término	Cargo
Ivan Souza Guerra Lima	30/03/2005	30/03/2006	C.f. eleito pelo Acionista controlador
José Branisso	28/03/2005	28/03/2006	C.f. Efetivo eleito P/controlador
Francisco Djalma de Oliveira	28/03/2005	28/03/2006	C.f. Efetivo eleito P/controlador
Francesco Gáudio	28/03/2005	28/03/2006	C.f. Suplente eleito P/controlador
Janildo Dantas de Souza	28/03/2005	28/03/2006	C.f. Suplente eleito P/controlador
André Luiz Dantas Furtado	28/03/2005	28/03/2006	C.f. Suplente eleito P/controlador

Experiência Profissional

IVAN SOUZA GUERRA LIMA. Bacharel em Administração de Empresas pela Universidade Católica do Salvador. Ingressou em grande firma de auditoria em 1996 até alcançar a função de Gerente da Divisão de Auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu no escritório de Salvador. Tendo obtido larga experiência em auditoria na área de energia, em 2003 tornou-se Gerente Financeiro e Administrativo da Nordeste Generation Ltda, uma produtora independente de energia, localizada em Candeias-BA. Desde 2004 exerce o cargo de Gerente de Controle e Gestão da Iberdrola para América do Sul. É membro do Conselho Fiscal da Neoenergia, COELBA, CELPE e COSERN.

JOSÉ BRANISSO. Graduado em Economia pela Universidade de São Paulo – USP, Mestrado em Teoria Econômica pelo Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo –USP, MBA Executivo Internacional pela Amana- Key Pós-Graduação.

FRANCISCO DJALMA DE OLIVEIRA. Graduado em Administração de Empresas pela Universidade Regional do Rio Grande do Norte, em Agronomia pela Escola Superior de Agronomia de Mossoró; Mestre em Administração de Empresas pelo NPGA – UFBA (Núcleo de Pós-Graduação em Administração – Universidade Federal da Bahia e pela Université Laval Quebec – Canadá. Funcionário de carreira do Banco do Brasil, atualmente exerce cargo de Gerente de Divisão na Unidade Estratégia e Organização em Brasília.

FRANCESCO GAUDIO. Bacharel em Ciências Contábeis pela Faculdade de Ciências Contábeis e Administrativas Moraes Júnior, bacharel em Administração de Empresas pela Faculdade de Ciências Contábeis e Administrativas Moraes Júnior. Experiência profissional adquirida em empresas do setor financeiro, tais como Banco Dracma S.A., Mesbla Serviços Financeiros S.A. e Fininvest S.A. Experiência, no gerenciamento e implantação de diversas áreas, tais como administrativa, financeira, custos, crédito, cobrança, contabilidade, auditoria e controle.

JANILDO DANTAS DE SOUZA. Bacharelado em Ciências Contábeis pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

ANDRÉ LUIZ DANTAS FURTADO. Graduado em Ciências Contábeis, concluído em 1996 pela Universidade Estácio de Sá, MBA em Finanças e Direito Societário, concluído em 2000 pela FGV; MBA em Gestão de Riscos, iniciado em março de 2004 pela USP/FIPECAFI.

Remuneração dos Administradores

A remuneração global da Administração, do Conselho Fiscal e respectivos suplentes é definida em assembléia geral ordinária. A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal é fixada pela Assembléia Geral. A remuneração dos membros da Diretoria será fixada pelo Conselho de Administração. Para o exercício de 2004, foi definido o limite global de R\$ 3.043.000,00, e para o exercício de 2005, foi definido o limite global de R\$ 1.434.000,00.

Relação entre administradores e a COSERN

Nenhum dos administradores da Companhia possui relação familiar com os demais ou com administradores da COELBA e atualmente não há contratos ou outras obrigações relevantes existentes entre os administradores e a COSERN.

Planos de Opção de Compra de Ações

A Companhia não possui planos de opção de compra de ações destinados a administradores.

INFORMAÇÕES SOBRE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA COMPANHIA

Os valores mobiliários emitidos pela COSERN no mercado são (i) as ações que compõem o seu capital social, mantidas sob a forma escritural em conta de depósito no Banco do Brasil, (ii) as debêntures da 1ª Emissão de Debêntures feita em 2000, (iii) as debêntures da 2ª Emissão de Debêntures feita em 2004 e (iv) as notas promissórias emitidas em 1999.

A 1ª Emissão Pública de Debêntures em 2000

Em 1º de abril de 2000, a Companhia realizou sua 1ª emissão pública de debêntures, nominativas, não conversíveis em ações, com garantia flutuante, no valor total de R\$90 milhões. A emissão possuía garantia adicional que consistia na vinculação de 50% da arrecadação bruta da Emissora, oriundos do fornecimento de energia elétrica. Os recursos captados foram destinados (i) para o resgate das notas promissórias vincendas em 12 de abril de 2000, no valor de R\$ 60 milhões; e (ii) investimentos na Emissora.

As debêntures renderam juros de 104,5% da taxa média dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, “over extra grupo”, expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias, calculada e divulgada pela CETIP. O vencimento das debêntures ocorreu em 1º de abril de 2003, tendo sido integralmente resgatadas pela Companhia.

A 2ª Emissão Pública de Debêntures em 2004

A Assembléia Geral Extraordinária da COSERN, realizada em 5 de maio de 2004, aprovou a emissão, para distribuição pública, de 1.200 debêntures nominativas escriturais, não conversíveis em ações, com garantia real, em série única, no valor nominal unitário de R\$ 100.000,00, com data de emissão em 1º de junho de 2004, perfazendo o valor total da emissão de R\$120.000.000,00. Não há atualização do valor nominal das debêntures da 2ª emissão.

As debêntures da 2ª emissão rendem juros correspondentes à variação acumulada de 100% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, over Extra-Grupo, expressas na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, capitalizada de um *spread* de 2,5% ao ano, incidentes sobre o valor nominal da Debênture, *pro rata temporis*, a partir da data de emissão, e pagos ao final de cada período de capitalização.

As debêntures da 2ª emissão são garantidas por penhor (a) de direitos creditórios de titularidade da Emissora, existentes ou que vierem a ser constituídos futuramente, bem como seus respectivos títulos, quando existentes, (i) oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora; (ii) detidos contra o Banco do Brasil S.A. referentes à conta corrente nº 206.414-6, na agência nº 0022-1 - Natal (RN) (Conta Caução); e (iii) detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores do pagamento das contas de fornecimento de energia elétrica pelos consumidores da Emissora; e (b) dos valores ou bens recebidos pela

COSERN como forma de pagamento das contas de fornecimento de energia empenhadas, nos termos do “Instrumento de Constituição de Penhor, Vinculação de Direitos Creditórios e Outras Avenças”, celebrado entre a Emissora, o Agente Fiduciário, Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Sudameris Brasil S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Alfa de Investimento S.A., Banco BVA S.A., Banco ABC Brasil S.A. e Banco do Brasil S.A. em 4 de agosto de 2004.

A emissão e a concessão da garantia aos Debenturistas foram aprovadas pela ANEEL através do Ofício 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004, e registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº CVM/SER/DEB/2004/025 em 19 de agosto de 2004.

O vencimento das debêntures da 2ª emissão dar-se-á em 1º de junho de 2008, 4 anos após a data de emissão.

Em 30 de junho de 2005, o saldo devedor da 2ª emissão era R\$ 122.065.145,36.

Notas Promissórias

A COSERN deliberou em 16 de setembro de 1999 a emissão pública de 120 notas promissórias, nominativas, com valor unitário de R\$500 mil, perfazendo o montante de R\$60 milhões.

Referidas notas promissórias foram emitidas com prazo de até 180 dias a contar de 1º de novembro de 1999, sendo remuneradas a uma taxa equivalente a 102,4% da taxa paga pelo Certificado de Depósito Interfinanceiro – CDI, com vencimento em 12 de abril de 2000. Todas as notas promissórias foram resgatadas nas datas previstas.

Ofertas Públicas de Aquisição de Ações

Em 12 de maio de 2000, COELBA e Uptick Participações adquiriram ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia que estavam em circulação no mercado, por meio de oferta pública de aquisição de ações, realizada na Bolsa de Valores de São Paulo - Bovespa.

No último e no presente exercício social, não houve nenhuma oferta pública de aquisição de ações da Emissora efetuada por terceiros ou efetuada pela Emissora com vistas à aquisição de ações de emissão de outras companhias.

Negociação das Debêntures da Emissora

Abaixo segue quadro com as informações relativas à negociações das debêntures da 2ª emissão da Companhia no mercado secundário, conforme dados fornecidos pelo SND:

Código: CEGN12

Data	Quantidade	Nº de Negócios	Preços Unitários			% PU da Curva
			Min.	Médio	Máx.	
22/11/2004*	228	3	104.334,000000	104.427,533333	104.474,300	100,57
23/09/2004*	14	1	101.032,052700	101.032,052700	101.032,052	100,00

(*) A tabela acima indica as únicas negociações ocorridas desde o início da distribuição das debêntures da 2ª emissão da Companhia até a data deste Prospecto.

CONTINGÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS

Contingências Judiciais

A COSERN é parte em ações judiciais oriundas do curso normal de seus negócios. Em 31 de dezembro de 2004, o provisionamento total para contingências judiciais era de R\$ 27.213 mil, sendo R\$ 5.729 mil para ações fiscais, R\$ 12.179 mil para ações cíveis e R\$ 9.305 mil para ações trabalhistas, conforme tabela abaixo.

A política de provisão adotada pela Companhia leva em consideração as chances de perda nas ações. Quando o risco de perda é provável é feito provisionamento de 100% do valor devido nessas ações, conforme avaliação da própria Emissora e de seus assessores legais, obedecidos os critérios estabelecidos no manual de contabilidade da ANEEL.

Contingências (em mil R\$)	Período encerrado em			
	31 de dezembro		30 de junho	
	2002	2003	2004	2005
Fiscais				
ICMS	0,0	0,0	1.514	1.660
ISS	0,0	1.188	1.188	891
INSS	836	1.218	1.001	1.046
PIS/COFINS	0,0	1.465	1.599	1.690
Outros	3.898	5.031	430	442
Total	4.734	8.902	5.732	5.729
Trabalhistas				
Litígios Trabalhistas	12.923	9.834	9.032	9.305
Total	12.923	9.834	9.032	9.305
Cíveis				
Contingências cíveis	16.960	13.368	13.162	12.179
Total	16.960	13.368	13.162	12.179
Total	34.617	32.104	27.926	27.213

Encontra-se em andamento processo de execução fiscal perante a 7ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Natal originária de auto de infração pelo não recolhimento de ISS no período de outubro de 1993 a junho de 1998. A fim de garantir a execução e ingressar com embargos à execução, a Emissora celebrou um Contrato de Prestação de Fiança com o Banco Votorantim S.A., no valor de R\$ 12 milhões. (para detalhes referentes ao Contrato de Prestação de Fiança, ver seção “Contratos Financeiros – Demais Financiamentos da COSERN”)

Encontram-se em andamento três processos de execução fiscal relativos ao não recolhimento de ICMS referente a faturas de energia elétrica de responsabilidade de cooperativas de eletrificação rural, dos quais dois tramitam perante a 1ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Natal e um processo tramita perante a 6ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de Natal. Uma das execuções está garantida por bem imóvel, enquanto, com relação aos outros dois processos, foram nomeadas à penhora notas promissórias emitidas pela CAERN. Não houve, até a data deste prospecto, decisão sobre a aceitação de tal nomeação. O valor total dos processos é de aproximadamente R\$ 15 milhões.

Contingências Administrativas

ANEEL

Em 30 de junho de 2005, havia um auto de infração da ANEEL contra a COSERN, expedido em razão de ter sido registrada uma não-conformidade por não pedir anuência da transferência societária da Termuaçu da COSERN para a Neoenergia, em 2003. O valor da multa é de R\$ 946 mil reais. A Companhia apresentou recurso, o qual permanece pendente de decisão.

Em 30 de junho de 2005, havia 7 termos de notificação emitidos pela ANEEL contra a Companhia, registradas em fiscalizações comerciais e técnicas realizadas na Companhia entre 2002 e 2005. Existe, ainda, um termo de notificação emitidos pela ANEEL sobre instalação de medição de fronteira. A Companhia justificou plenamente os termos de notificação e aguarda o posicionamento das agências.

Ambiental

Em 30 de junho de 2005 não havia procedimentos administrativos, entre autos de infração e processos administrativos, movidos contra a Companhia.

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Operações com Partes Relacionadas

Em 30 de junho de 2005 e 2004, as transações com partes relacionadas estavam detalhadas da seguinte forma:

Partes relacionadas	Natureza da operação.	30/06/05			30/06/04		
		Ativo	Passivo	Receita (Despesa)	Ativo	Passivo	Receita (Despesa)
IBERENER	Dividendos/Juros sobre o capital próprio	-	906	-	-	-	-
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado	-	-	(317)	-	-	(282)
Termoaçu S.A	Valores a receber	27	-	-	14	-	9
NC Energia (b)	Valores a pagar	-	-	(333)	-	-	(147)
NC Energia (c)	Serviços de consultoria	-	19	(125)	-	17	(111)
	Total NC Energia	-	19	(458)	-	17	(258)
Celpe	Serviços compartilhados (d)	-	57	-	-	19	-
	Material/serviço	41	-	3	101	-	76
	Total Celpe	41	57	3	101	19	76
Coelba	Serviços compartilhados (d)	-	727	-	-	692	-
	Material/serviço	-	1	(23)	-	9	(29)
	Uso da rede	-	8	(33)	-	9	(40)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio	-	31.882	-	-	-	(1.166)
	Total Coelba	-	32.618	(56)	-	710	(1.235)
Neoenergia	Dividendos/Juros sobre o capital próprio	-	11.684	-	-	-	-
Fasern	Contrato de Mútuo	-	-	-	-	523	-

- (a) Amara Brasil - Contrato nº 4600007377, vigência de 16 de maio de 2005 até 15 de maio de 2008. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.
- (b) NC Energia - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 1º de outubro de 2002 até 30 de novembro de 2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na data de revisão do reajuste tarifário.
- (c) NC Energia - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 1º de janeiro de 2003 até 31 de dezembro de 2005. O mesmo será atualizado anualmente.
- (d) Serviços compartilhados - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 5 de novembro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :
- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
 - otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco;
 - atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 04 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A Companhia vem adotando providências no sentido de atender a recomendação da ANEEL, já tendo realizado alterações no modelo que corresponderam à criação de estruturas organizacionais independentes em cada empresa, para as funções de: Regulação, Engenharia Básica e Normalização, Marketing e Riscos e Seguros. Ao mesmo tempo, firmou-se o compromisso de elaborar estudos para, dentro de prazo pré-determinado, efetivar a adequação das atividades de Informática e Suprimentos, com operações e atuações independentes mas de maneira sinérgica.

Prestação de garantias

A tabela a seguir lista as garantias que a COSERN obteve de partes relacionadas.

CONTRATOS ATIVOS COM AVAL DA NEOENERGIA	VALOR R\$	VENCIMENTO
UNIBANCO - Nº 1327358844	25.000.000,00	17 de setembro de 2007
ITAU-BBA	35.000.000,00	1º de outubro de 2007
Unibanco	18.000.000,00	16 de janeiro de 2008
FINEP	5.394.557,00	15 de março de 2011
BNB	46.183.747,72	23 de dezembro de 2013
T O T A L	129.578.304,72	

Todos os contratos são em moeda nacional

5.**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

- DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2004, com respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2003, com respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas da Emissora relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2002, com respectivo Parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- ITR – Informações Trimestrais da Emissora relativas ao período encerrado em 30 de junho de 2005
- ITR – Informações Trimestrais da Emissora relativas ao período encerrado em 30 de junho de 2004

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

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 01813-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	3 - CNPJ 08.324.196/0001-81
4 - NIRE		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Mermoz, 150				2 - BAIRRO OU DISTRITO Baldo	
3 - CEP 59025-250		4 - MUNICÍPIO Natal			5 - UF RN
6 - DDD 084	7 - TELEFONE 215-6104	8 - TELEFONE 215-6105	9 - TELEFONE 215-6100	10 - TELEX	
11 - DDD 084	12 - FAX 215-6242	13 - FAX -	14 - FAX -		
15 - E-MAIL cosern@cosern.com.br					

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME Erik da Costa Breyer				
2 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Mermoz, 150			3 - BAIRRO OU DISTRITO Baldo	
4 - CEP 59025-250	5 - MUNICÍPIO Natal			6 - UF RN
7 - DDD 084	8 - TELEFONE 215-6104	9 - TELEFONE 215-6105	10 - TELEFONE -	11 - TELEX
12 - DDD 084	13 - FAX 215-6242	14 - FAX -	15 - FAX -	
16 - E-MAIL ebreyer@cosern.com.br				

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL
1 - Último	01/01/2004	31/12/2004
2 - Penúltimo	01/01/2003	31/12/2003
3 - Antepenúltimo	01/01/2002	31/12/2002
4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR Deloitte Touche Tohmatsu		5 - CÓDIGO CVM 00385-9
6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO Jose Othon Tavares de Almeida		7 - CPF DO RESP. TÉCNICO 182.774.975-04

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 01813-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	3 - CNPJ 08.324.196/0001-81
---------------------------	---	--------------------------------

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 31/12/2004	2 31/12/2003	3 31/12/2002
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	129.746	129.746	129.746
2 - Preferenciais	38.328	38.328	38.328
3 - Total	168.074	168.074	168.074
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 Privada Nacional
4 - CÓDIGO ATIVIDADE 112 - Energia elétrica
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL Serviço Público de Energia Elétrica
6 - TIPO DE CONSOLIDADO Total

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ÍTEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ÍTEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
01	AGO	29/03/2004	Dividendo	31/03/2004	ON	0,2249073000
02	AGO	29/03/2004	Dividendo	31/03/2004	PNA	0,2473980000
03	AGO	29/03/2004	Dividendo	31/03/2004	PNB	0,2473980000
04	AGE	29/03/2004	Dividendo	31/03/2004	ON	0,4814658000
05	AGE	29/03/2004	Dividendo	31/03/2004	PNA	0,5296124000
06	AGE	29/03/2004	Dividendo	31/03/2004	PNB	0,5296124000
07	RCA	13/07/2004	Juros Sobre Capital Próprio	06/08/2004	ON	0,0901651000
08	RCA	13/07/2004	Juros Sobre Capital Próprio	06/08/2004	PNA	0,0991816000
09	RCA	13/07/2004	Juros Sobre Capital Próprio	06/08/2004	PNB	0,0991816000
10	RCA	10/11/2004	Juros Sobre Capital Próprio	30/11/2004	ON	0,1221592000
11	RCA	10/11/2004	Juros Sobre Capital Próprio	30/11/2004	PNA	0,1343751000
12	RCA	10/11/2004	Juros Sobre Capital Próprio	30/11/2004	PNB	0,1343751000
13	AGE	29/11/2004	Dividendo		ON	0,2736208000
14	AGE	29/11/2004	Dividendo		PNA	0,3009829000
15	AGE	29/11/2004	Dividendo		PNB	0,3009829000

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

16	RCA	10/12/2004	Juros Sobre Capital Próprio		ON	0,0494454000
17	RCA	10/12/2004	Juros Sobre Capital Próprio		PNA	0,0543899000
18	RCA	10/12/2004	Juros Sobre Capital Próprio		PNB	0,0543899000
19	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	30/01/2004	ON	0,0968085000
20	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	30/01/2004	PNA	0,0968085000
21	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	30/01/2004	PNB	0,0968085000

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
31/01/2005	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2004	4 - 31/12/2003	5 - 31/12/2002
1	Ativo Total	1.158.883	1.232.706	1.319.098
1.01	Ativo Circulante	275.700	253.474	345.621
1.01.01	Disponibilidades	3.820	8.011	7.002
1.01.01.01	Numerário disponível	3.698	7.864	7.002
1.01.01.02	Aplicações financeiras	122	147	0
1.01.02	Créditos	271.149	244.747	337.749
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	146.124	152.998	194.154
1.01.02.02	Títulos a receber	24.571	58.737	46.036
1.01.02.03	Recomp. tarif. do racionamento	28.713	22.028	23.522
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	6.228	4.387	0
1.01.02.05	Bônus racionamento (líq. acrésc. tarifa)	1.106	1.106	1.490
1.01.02.06	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	20.392	5.034	7.108
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	255	2.408	5.113
1.01.02.08	Repasse de emp. e financiamentos	14	129	0
1.01.02.09	(-) Prov. p/ cré. de liquid. duvidosa	(16.979)	(49.434)	(25.184)
1.01.02.10	Serviços em curso	2.204	2.036	2.222
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	612	1.005	0
1.01.02.12	Tributos e contrib. sociais a compensar	17.807	23.613	50.996
1.01.02.13	IR e CS diferidos	13.738	2.640	7.377
1.01.02.14	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.100	10.210	10.124
1.01.02.15	Despesas pagas antecipadamente	2.539	0	0
1.01.02.19	Outros créditos	13.725	7.850	14.791
1.01.03	Estoques	731	716	870
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	562.330	662.184	489.461
1.02.01	Créditos Diversos	562.330	534.890	489.461
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	17.474	18.890	38.355
1.02.01.02	Títulos a receber	161.490	84.585	39.762
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	103.192	115.718	110.971
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	30.411	31.540	35.153
1.02.01.05	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	14.225	22.414	9.483
1.02.01.06	Repasse de emp. e financiamentos	152	202	0
1.02.01.07	Títulos e valores mobiliários	2.500	0	0
1.02.01.08	Tributos e contrib. sociais a compensar	10.284	9.173	7.864
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	159.117	169.218	179.428
1.02.01.10	IR e CS diferidos	33.295	69.768	58.989
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.204	10.257	9.412
1.02.01.12	Bens e direitos destinados a alienação	9	44	44
1.02.01.13	Despesas pagas antecipadamente	19.262	2.366	0
1.02.01.19	Outros créditos	715	715	0
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	127.294	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	0	127.294	0
1.02.02.03.01	Contas a receber - Guaraniana	0	127.294	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2004	4 -31/12/2003	5 -31/12/2002
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	320.853	317.048	484.016
1.03.01	Investimentos	10	10	150.650
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	150.640
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10	10
1.03.02	Imobilizado	320.843	317.038	311.504
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	320.843	317.038	311.504
1.03.03	Diferido	0	0	21.862
1.03.03.01	Diferido - líquido	0	0	21.862

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2004	4 - 31/12/2003	5 - 31/12/2002
2	Passivo Total	1.158.883	1.232.706	1.319.098
2.01	Passivo Circulante	272.300	447.924	368.547
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	60.846	254.758	171.424
2.01.02	Debêntures	8.760	0	19.711
2.01.02.01	Debêntures e encargos	8.760	0	19.711
2.01.03	Fornecedores	50.915	38.058	53.307
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	42.609	31.150	29.994
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	21.152	15.736	13.619
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	11.606	7.551	7.944
2.01.04.03	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	642	2.309	2.054
2.01.04.04	Taxas regulamentares	9.209	5.554	6.377
2.01.05	Dividendos a Pagar	69.921	58.157	38.276
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	69.921	58.157	38.276
2.01.06	Provisões	13.609	17.951	15.936
2.01.06.01	Provisão para contingências	13.609	17.951	15.936
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	2.525
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	0	0	2.525
2.01.08	Outros	25.640	47.850	37.374
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	6.433	4.454	0
2.01.08.02	Valores tarif. ã. gerenc. a compensar	925	4.171	6.629
2.01.08.03	Folha de pagamento	555	915	322
2.01.08.04	Encargos da dívida	5.299	16.657	8.812
2.01.08.05	Entidade de previdência privada	0	1.536	1.864
2.01.08.06	Obrigações estimadas	7.361	15.397	9.352
2.01.08.07	Adiantamentos recebidos	1.317	287	600
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	281	601	8.488
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.469	3.832	1.307
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	460.905	283.773	454.538
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	250.766	179.889	330.706
2.02.02	Debêntures	113.200	0	0
2.02.03	Provisões	14.317	14.153	18.682
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.317	14.153	18.682
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.133	1.139	1.961
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.133	1.139	1.961
2.02.05	Outros	81.489	88.592	103.189
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	26.697	29.278	33.915
2.02.05.02	Valores tarif. ã. gerenc. a compensar	2.066	2.419	1.441
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	0	0	1.460
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	50.132	53.917	48.865
2.02.05.05	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	0	409	2.331
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	0	0	13.500
2.02.05.07	Outras contas a pagar	2.594	2.569	1.677
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	425.678	501.009	496.013
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2004	4 -31/12/2003	5 -31/12/2002
2.05.02	Reservas de Capital	230.155	228.363	226.258
2.05.02.01	Res. Esp. de Capital	230.155	228.363	226.258
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	55.110	132.233	129.342
2.05.04.01	Legal	24.606	18.962	16.071
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	30.504	113.271	113.271
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	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa
Data-Base - 31/12/2004
Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2004 a 31/12/2004	4 - 01/01/2003 a 31/12/2003	5 - 01/01/2002 a 31/12/2002
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	748.048	609.925	554.245
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	696.540	582.166	481.143
3.01.02	Suprimento de energia elétrica - CCEE	8.698	146	44.749
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	6.704	493	305
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	24.487	23.357	14.057
3.01.05	Reversão rec recomp tarif racionamento	(24.548)	(20.628)	4.387
3.01.06	Reversão rec energ livre racionamento	(5.884)	(4.159)	4.237
3.01.07	Receita recomp rev tarif racionamento	3.651	0	0
3.01.08	Encargos CBEE	28.267	20.556	0
3.01.19	Outras receitas operacionais	10.133	7.994	5.367
3.02	Deduções da Receita Bruta	(204.331)	(142.368)	(114.707)
3.02.01	ICMS	(115.706)	(94.540)	(77.090)
3.02.02	PIS	(8.818)	(3.452)	(5.196)
3.02.03	COFINS	(45.229)	(17.704)	(15.896)
3.02.04	ISS	(92)	(32)	(18)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.219)	(6.084)	(6.431)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(27.267)	(20.556)	(10.076)
3.02.07	Encargo de aquis energ emergencial-EAEE	(1.000)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	543.717	467.557	439.538
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(313.201)	(322.053)	(305.323)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(195.423)	(173.033)	(159.953)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(50.441)	(33.672)	(29.928)
3.04.03	Energia livre racionamento	(10)	0	(4.237)
3.04.04	Pessoal	(19.378)	(13.203)	(11.549)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(650)	(513)	(432)
3.04.06	Material	(4.274)	(3.633)	(2.964)
3.04.07	Serviços de terceiros	(12.373)	(10.518)	(8.587)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(20.222)	(16.365)	(21.264)
3.04.09	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(4.294)	(2.130)	0
3.04.10	Taxa de fisc serv energ elétrica - TFSEE	(1.207)	(920)	(759)
3.04.11	Depreciação e amortização	(30.145)	(28.490)	(26.344)
3.04.12	Prov. operacionais (liq. de reversões)	26.867	(36.340)	(37.975)
3.04.13	Tributos	(162)	(212)	(92)
3.04.19	Outros custos	(969)	(601)	(609)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	(520)	(2.423)	(630)
3.05	Resultado Bruto	230.516	145.504	134.215
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(119.499)	(81.995)	(85.190)
3.06.01	Com Vendas	(22.761)	(12.149)	(24.457)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(36.757)	(38.390)	(41.387)
3.06.03	Financeiras	(59.981)	(31.456)	(19.346)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	68.255	140.490	(77.849)
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	220	467	1.225
3.06.03.01.02	Jrs, comissões e ac morat energ vendida	26.094	14.745	4.325
3.06.03.01.03	Rem financeira da recomposição tarifária	28.091	34.482	25.730
3.06.03.01.04	Variação cambial e monetária líquida	9.579	90.796	(110.758)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/01/2004 a 31/12/2004	4 -01/01/2003 a 31/12/2003	5 -01/01/2002 a 31/12/2002
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	4.271	0	1.629
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(128.236)	(171.946)	58.503
3.06.03.02.02	Resultado de Swap	(4.635)	(62.083)	108.668
3.06.03.02.03	Encargos de dívida	(61.079)	(78.962)	(50.165)
3.06.03.02.04	Juros sobre capital próprio	(45.000)	(16.271)	0
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(17.522)	(14.630)	0
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	111.017	63.509	49.025
3.08	Resultado Não Operacional	(11.667)	(1.043)	(816)
3.08.01	Receitas	85	803	229
3.08.02	Despesas	(11.752)	(1.846)	(1.045)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	99.350	62.466	48.209
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	2.969	(7.675)	(6.674)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	2.969	(7.675)	(6.674)
3.11	IR Diferido	(34.446)	(13.237)	(10.830)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(34.446)	(13.237)	(10.830)
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	45.000	16.271	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	112.873	57.825	30.705
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,67157	0,34404	0,18269
	PREJUÍZO POR AÇÃO			

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2004 a 31/12/2004	4 - 01/01/2003 a 31/12/2003	5 - 01/01/2002 a 31/12/2002
4.01	Origens	501.036	308.961	421.353
4.01.01	Das Operações	171.829	31.910	116.524
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	112.873	57.825	30.705
4.01.01.02	Vis. que não repr. mov. Cap. Circulante	58.956	(25.915)	85.819
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	34.485	32.180	30.010
4.01.01.02.02	Amortização do diferido	0	42	313
4.01.01.02.03	Var mon/camb e jrs do ELP e RLP líquidas	(40.128)	(91.630)	26.219
4.01.01.02.04	Valor residual ativo permanente baixado	12.618	1.373	1.439
4.01.01.02.05	IR e CS diferidos	40.805	19.413	25.291
4.01.01.02.06	Provisão ajuste valor realização da RTE	9.384	10.602	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	1.792	2.105	2.547
4.01.02	Dos Acionistas	0	0	13.500
4.01.02.01	Adiantamento para futuro aum. de capital	0	0	13.500
4.01.03	De Terceiros	329.207	277.051	291.329
4.01.03.01	Alienação de investimentos-Termoauçu S.A.	0	182.378	0
4.01.03.02	Debêntures	120.000	0	0
4.01.03.03	Financiamentos	92.123	0	119.194
4.01.03.04	Outros	24.542	5.069	148.774
4.01.03.05	Diminuição do RLP	5.880	0	0
4.01.03.06	Transf. do RLP p/ o ativo circulante	86.662	89.604	23.361
4.02	Aplicações	303.186	480.485	388.260
4.02.01	No realizável a longo prazo	0	211.064	92.797
4.02.02	Em investimento	0	0	98.044
4.02.03	No imobilizado	50.908	39.087	47.972
4.02.04	No diferido	0	0	21.820
4.02.05	Transf exigível LP p/ passivo circulante	62.282	175.400	120.335
4.02.06	Juros sobre o capital próprio	45.000	16.271	0
4.02.07	Dividendos declarados prov. LL exercício	62.229	38.663	7.292
4.02.08	Dividendos declarados prov da res. lucro	82.767	0	0
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	197.850	(171.524)	33.093
4.04	Variação do Ativo Circulante	22.226	(92.147)	57.118
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	253.474	345.621	288.503
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	275.700	253.474	345.621
4.05	Variação do Passivo Circulante	(175.624)	79.377	24.025
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	447.924	368.547	344.522
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	272.300	447.924	368.547

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2004 A 31/12/2004 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	228.363	0	132.233	0	501.009
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	0	0	0	0	0
5.04	Realização de Reservas	0	0	0	(82.767)	82.767	0
5.04.01	Transferência	0	0	0	(82.767)	82.767	0
5.05	Ações em Tesouraria	0	0	0	0	0	0
5.06	Lucro/Prejuízo do Exercício	0	0	0	0	112.873	112.873
5.07	Destinações	0	0	0	5.644	(195.640)	(189.996)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	5.644	(5.644)	0
5.07.02	Dividendos propostos	0	0	0	0	(62.229)	(62.229)
5.07.03	Dividendos a partir da reserva de lucros	0	0	0	0	(82.767)	(82.767)
5.07.04	Juros sobre capital próprio	0	0	0	0	(45.000)	(45.000)
5.08	Outros	0	1.792	0	0	0	1.792
5.08.01	Redução do imposto de renda	0	1.792	0	0	0	1.792
5.09	Saldo Final	140.413	230.155	0	55.110	0	425.678

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2003 A 31/12/2003 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	228.258	0	129.342	0	496.013
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
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	57.825	57.825
5.07	Destinações	0	0	0	2.891	(57.825)	(54.934)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	2.891	(2.891)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(38.663)	(38.663)
5.07.03	Juros sobre capital próprio	0	0	0	0	(16.271)	(16.271)
5.08	Outros	0	2.105	0	0	0	2.105
5.08.01	Redução do imposto de renda	0	2.105	0	0	0	2.105
5.09	Saldo Final	140.413	228.363	0	132.233	0	501.009

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

05.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2002 A 31/12/2002 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.711	0	105.929	0	470.053
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
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	30.705	30.705
5.07	Destinações	0	0	0	23.413	(30.705)	(7.292)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	1.535	(1.535)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(7.292)	(7.292)
5.07.03	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	21.878	(21.878)	0
5.08	Outros	0	2.547	0	0	0	2.547
5.08.01	Redução do imposto de renda	0	2.547	0	0	0	2.547
5.09	Saldo Final	140.413	226.258	0	129.342	0	496.013

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2004	4 - 31/12/2003	5 - 31/12/2002
1	Ativo Total	1.158.883	1.232.706	1.548.592
1.01	Ativo Circulante	275.700	253.474	358.809
1.01.01	Disponibilidades	3.820	8.011	14.090
1.01.01.01	Numerário disponível	3.698	7.864	14.090
1.01.01.02	Aplicações financeiras	122	147	0
1.01.02	Créditos	271.149	244.747	343.849
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	146.124	152.998	194.154
1.01.02.02	Títulos a receber	24.571	58.737	46.036
1.01.02.03	Recomp. tarif. do racionamento	28.713	22.028	23.522
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	6.228	4.387	0
1.01.02.05	Bônus racionamento (líq. acrésc. tarifa)	1.106	1.106	1.490
1.01.02.06	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	20.392	5.034	7.108
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	255	2.408	5.113
1.01.02.08	Repasse de empréstimos e financiamentos	14	129	0
1.01.02.09	(-)Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(16.979)	(49.434)	(25.184)
1.01.02.10	Serviços em curso	2.204	2.036	2.222
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	612	1.005	0
1.01.02.12	Tributos e contrib. sociais a compensar	17.807	23.613	51.048
1.01.02.13	IR e CS diferidos	13.738	2.640	7.377
1.01.02.14	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.100	10.210	10.124
1.01.02.15	Despesas pagas antecipadamente	2.539	0	12.044
1.01.02.19	Outros créditos	13.725	7.850	8.795
1.01.03	Estoques	731	716	870
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	562.330	662.184	495.479
1.02.01	Créditos Diversos	562.330	534.890	495.479
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	17.474	18.890	38.355
1.02.01.02	Títulos a receber	161.490	84.585	39.762
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	103.192	115.718	110.971
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	30.411	31.540	35.153
1.02.01.05	Valores tarif. ñ gerenc. a compensar	14.225	22.414	9.483
1.02.01.06	Repasse de empréstimos e financiamentos	152	202	0
1.02.01.07	Títulos e valores mobiliários	2.500	0	0
1.02.01.08	Tributos e contrib. sociais a compensar	10.284	9.173	7.864
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	159.117	169.218	179.428
1.02.01.10	IR e CS diferidos	33.295	69.768	58.989
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.204	10.257	9.412
1.02.01.12	Bens e direitos destinados a alienação	9	44	44
1.02.01.13	Despesas pagas antecipadamente	19.262	2.366	0
1.02.01.19	Outros créditos	715	715	6.018
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	127.294	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	0	127.294	0
1.02.02.03.01	Contas a receber - Guaraniana	0	127.294	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2004	4 -31/12/2003	5 -31/12/2002
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	320.853	317.048	694.304
1.03.01	Investimentos	10	10	10
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10	10
1.03.02	Imobilizado	320.843	317.038	683.548
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	320.843	317.038	683.548
1.03.03	Diferido	0	0	10.746
1.03.03.01	Diferido - líquido	0	0	10.746

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2004	4 - 31/12/2003	5 - 31/12/2002
2	Passivo Total	1.158.883	1.232.706	1.548.592
2.01	Passivo Circulante	272.300	447.924	488.681
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	60.846	254.758	171.424
2.01.02	Debêntures	8.760	0	19.711
2.01.02.01	Debêntures e encargos	8.760	0	19.711
2.01.03	Fornecedores	50.915	38.058	155.791
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	42.609	31.150	30.236
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	21.152	15.736	13.861
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	11.606	7.551	7.944
2.01.04.03	Programa de recuperação fiscal - REFIS	642	2.309	2.054
2.01.04.04	Taxas regulamentares	9.209	5.554	6.377
2.01.05	Dividendos a Pagar	69.921	58.157	38.276
2.01.05.01	Dividendos e juros s/ o capital próprio	69.921	58.157	38.276
2.01.06	Provisões	13.609	17.951	15.936
2.01.06.01	Provisão p/ Contingências	13.609	17.951	15.936
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	19.924
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	0	0	19.924
2.01.08	Outros	25.640	47.850	37.383
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	6.433	4.454	0
2.01.08.02	Valores tratif. ã. gerenc. a compensar	925	4.171	6.629
2.01.08.03	Folha de pagamento	555	915	322
2.01.08.04	Encargos da dívida	5.299	16.657	8.812
2.01.08.05	Entidade de previdência privada	0	1.536	1.864
2.01.08.06	Obrigações estimadas	7.361	15.397	9.361
2.01.08.07	Adiantamentos recebidos	1.317	287	600
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	281	601	8.488
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.469	3.832	1.307
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	460.905	283.773	454.538
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	250.766	179.889	330.706
2.02.02	Debêntures	113.200	0	0
2.02.03	Provisões	14.317	14.153	18.682
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.317	14.153	18.682
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.133	1.139	1.961
2.02.04.01	Coligada e controladora	1.133	1.139	1.961
2.02.05	Outros	81.489	88.592	103.189
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	26.697	29.278	33.915
2.02.05.02	Valores tratif. ã. gerenc. a compensar	2.066	2.419	1.441
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	0	0	1.460
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	50.132	53.917	48.865
2.02.05.05	Programa de recuperação fiscal - REFIS	0	409	2.331
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	0	0	13.500
2.02.05.07	Outras contas a pagar	2.594	2.569	1.677
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Participações Minoritárias	0	0	109.360
2.05	Patrimônio Líquido	425.678	501.009	496.013

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2004	4 -31/12/2003	5 -31/12/2002
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	230.155	228.363	226.258
2.05.02.01	Res. esp. de capital	230.155	228.363	226.258
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	55.110	132.233	129.342
2.05.04.01	Legal	24.606	18.962	16.071
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	30.504	113.271	113.271
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	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2004 a 31/12/2004	4 - 01/01/2003 a 31/12/2003	5 - 01/01/2002 a 31/12/2002
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	748.048	609.925	554.245
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	696.540	582.166	481.143
3.01.02	Suprimento de energia elétrica	8.698	146	44.749
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	6.704	493	305
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	24.487	23.357	14.057
3.01.05	Reversão rec recomp tarif racionamento	(24.548)	(20.628)	4.387
3.01.06	Reversão rec energ livre racionamento	(5.884)	(4.159)	4.237
3.01.07	Receita recomp rev tarif racionamento	3.651	0	0
3.01.08	Encargos CBEE	28.267	20.556	0
3.01.19	Outras receitas operacionais	10.133	7.994	5.367
3.02	Deduções da Receita Bruta	(204.331)	(142.368)	(114.707)
3.02.01	ICMS	(115.706)	(94.540)	(77.090)
3.02.02	PIS	(8.818)	(3.452)	(5.196)
3.02.03	COFINS	(45.229)	(17.704)	(15.896)
3.02.04	ISS	(92)	(32)	(18)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.219)	(6.084)	(6.431)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(27.267)	(20.556)	(10.076)
3.02.07	Encargo de aquis energ emergencial-EAEE	(1.000)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	543.717	467.557	439.538
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(313.201)	(322.053)	(305.323)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(195.423)	(173.033)	(159.953)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(50.441)	(33.672)	(29.928)
3.04.03	Energia livre racionamento	(10)	0	(4.237)
3.04.04	Pessoal	(19.378)	(13.203)	(11.549)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(650)	(513)	(432)
3.04.06	Material	(4.274)	(3.633)	(2.964)
3.04.07	Serviços de terceiros	(12.373)	(10.518)	(8.587)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(20.222)	(16.365)	(21.264)
3.04.09	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(4.294)	(2.130)	0
3.04.10	Taxa de fisc serv energ elétrica - TFSEE	(1.207)	(920)	(759)
3.04.11	Depreciação e amortização	(30.145)	(28.490)	(26.344)
3.04.12	Prov. operacionais (liq. de reversões)	26.867	(36.340)	(37.975)
3.04.13	Tributos	(162)	(212)	(92)
3.04.19	Outros custos	(969)	(601)	(609)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	(520)	(2.423)	(630)
3.05	Resultado Bruto	230.516	145.504	134.215
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(119.499)	(81.995)	(85.190)
3.06.01	Com Vendas	(22.761)	(12.149)	(24.457)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(36.757)	(38.390)	(41.387)
3.06.03	Financeiras	(59.981)	(31.456)	(19.346)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	68.255	140.490	(77.849)
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	220	467	1.225
3.06.03.01.02	Jrs. comissões e ac. morat energ vendida	26.094	14.745	4.325
3.06.03.01.03	Rem financeira da recomposição tarifária	28.091	34.482	25.730
3.06.03.01.04	Variação cambial e monetária líquida	9.579	90.796	(110.758)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/01/2004 a 31/12/2004	4 -01/01/2003 a 31/12/2003	5 -01/01/2002 a 31/12/2002
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	4.271	0	1.629
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(128.236)	(171.946)	58.503
3.06.03.02.02	Resultado de Swap	(4.635)	(62.083)	108.668
3.06.03.02.03	Encargos de dívida	(61.079)	(78.962)	(50.165)
3.06.03.02.04	Juros sobre capital próprio	(45.000)	(16.271)	0
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(17.522)	(14.630)	0
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	111.017	63.509	49.025
3.08	Resultado Não Operacional	(11.667)	(1.043)	(816)
3.08.01	Receitas	85	803	229
3.08.02	Despesas	(11.752)	(1.846)	(1.045)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	99.350	62.466	48.209
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	2.969	(7.675)	(6.674)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	2.969	(7.675)	(6.674)
3.11	IR Diferido	(34.446)	(13.237)	(10.830)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(34.446)	(13.237)	(10.830)
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	45.000	16.271	0
3.14	Participações Minoritárias	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	112.873	57.825	30.705
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,67157	0,34404	0,18269
	PREJUÍZO POR AÇÃO			

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2004 a 31/12/2004	4 - 01/01/2003 a 31/12/2003	5 - 01/01/2002 a 31/12/2002
4.01	Origens	501.036	308.961	506.750
4.01.01	Das Operações	171.829	31.910	116.524
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	112.873	57.825	30.705
4.01.01.02	Vis. que não repr. mov. Cap. Circulante	58.956	(25.915)	85.819
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	34.485	32.180	30.010
4.01.01.02.02	Amortização do diferido	0	42	313
4.01.01.02.03	Var mon camb e jrs do ELP e RLP líquidas	(40.128)	(91.630)	26.219
4.01.01.02.04	Valor residual ativo permanente baixado	12.618	1.373	1.439
4.01.01.02.05	IR e CS diferidos	40.805	19.413	25.291
4.01.01.02.06	Provisão ajuste valor realização da RTE	9.384	10.602	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	1.792	2.105	2.547
4.01.02	Dos Acionistas	0	0	98.530
4.01.02.01	Adiantamento para futuro aum. de capital	0	0	13.500
4.01.02.02	Integralização de capital	0	0	85.030
4.01.03	De Terceiros	329.207	277.051	291.696
4.01.03.01	Alienação de investimentos-Termoaçu S.A	0	182.378	0
4.01.03.02	Debêntures	120.000	0	0
4.01.03.03	Financiamentos	92.123	0	119.194
4.01.03.04	Outros	24.542	5.069	149.141
4.01.03.05	Diminuição do RLP	5.880	0	0
4.01.03.06	Transf do RLP p/ o ativo circulante	86.662	89.604	23.361
4.02	Aplicações	303.186	480.485	584.991
4.02.01	No realizável a longo prazo	0	211.064	98.817
4.02.03	No imobilizado	50.908	39.087	349.104
4.02.04	No diferido	0	0	9.443
4.02.05	Transf exigível LP p/ passivo circulante	62.282	175.400	120.335
4.02.06	Juros sobre o capital próprio	45.000	16.271	0
4.02.07	Dividendos declarados prov. LL exercício	62.229	38.663	7.292
4.02.08	Dividendos declarados prov da res. lucro	82.767	0	0
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	197.850	(171.524)	(78.241)
4.04	Variação do Ativo Circulante	22.226	(92.147)	54.722
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	253.474	345.621	304.087
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	275.700	253.474	358.809
4.05	Variação do Passivo Circulante	(175.624)	79.377	132.963
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	447.924	368.547	355.718
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	272.300	447.924	488.681

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Srs. Acionistas, Conselheiros e Diretores da
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
Natal - RN

1. Examinamos os balanços patrimoniais da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN, levantado em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.
 2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
 3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
 4. Conforme mencionado na nota explicativa nº. 5 às demonstrações contábeis, em decorrência da revisão tarifária periódica prevista nos contratos de concessão das empresas distribuidoras de energia elétrica, em 16 de abril de 2003, a ANEEL fixou, em caráter provisório, o reposicionamento tarifário da Companhia resultando em aumento de 11,49%, aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 22 de abril de 2003. Em 20 de abril de 2004, a ANEEL alterou esse percentual, ainda em caráter provisório, para 14,54%. Essa alteração resultou no aumento da receita em maio de 2004 no montante de R\$ 13.209 mil. Esse montante, cujo saldo em 31 de dezembro de 2004 foi de R\$ 3.651 mil, foi registrado no ativo circulante e está sendo realizado pela inclusão nas contas de energia no período de 22 de abril de 2004 a 21 de abril de 2005. O citado reposicionamento tarifário continua em processo de validação e homologação definitiva pela ANEEL. As demonstrações contábeis, de 31 de dezembro de 2004, não contemplam outros ajustes que poderão resultar do reposicionamento tarifário definitivo.
 5. Adicionalmente, examinamos as demonstrações dos fluxos de caixa, do valor adicionado e os balanços sociais da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN, correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, aplicando os mesmos procedimentos descritos no parágrafo 2. Essas demonstrações não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas e foram elaboradas para permitir análises adicionais. Em nossa opinião, essas demonstrações estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis básicas tomadas em conjunto.
-

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL Divulgação Externa
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Legislação Societária
Data-Base - 31/12/2004

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Salvador, 17 de janeiro de 2005

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC – nº 2SP 011.609/O-8-S “RN”

José Othon Tavares de Almeida
Contador
CRC – BA - nº 013.212/O-8-S “RN”

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

CARTA DO PRESIDENTE

Senhores Acionistas:

Submetemos, para apreciação, o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com Parecer dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2004.

O exercício 2004 foi marcado principalmente pela eleição da nova Diretoria Executiva e pelo estabelecimento do novo modelo de gestão e governança da Neoenergia S.A. e suas controladas, bem como pela definição do novo nome e da nova marca para o Grupo Neoenergia. Desde outubro de 2004 a Guaraniana S.A. passou a se chamar Neoenergia S.A. Essas mudanças relevantes visaram adequar o Grupo à nova realidade ensejada por seus acionistas, principalmente no tocante ao equacionamento financeiro, rentabilização dos ativos e preparação das bases para o seu crescimento.

Em março de 2004 foram publicadas as Leis do Novo Modelo do Setor Elétrico que fixaram as bases para um novo marco regulatório e estabeleceram mudanças significativas para o setor. Dentre as principais alterações estão as novas regras de comercialização, com o estabelecimento da obrigação da contratação de 100% do mercado das distribuidoras, e a segregação das atividades das empresas do setor. Ao mesmo tempo, foram estabelecidos instrumentos de mitigação de riscos suficientes para neutralizar as penalidades impostas pela nova regra de comercialização. No que tange a atividade de geração, o Novo Modelo não trouxe impacto imediato para as empresas do Grupo uma vez que toda a energia gerada está devidamente contratada para os próximos anos e estes contratos foram firmados anteriormente a publicação do modelo setorial.

A COSERN encerrou o ano de 2004 com lucro líquido de R\$112,9 milhões, 95,2% superior ao apresentado em 2003, como resultado de ações bem sucedidas para a superação de desafios nas áreas comercial, operacional e financeira.

O mercado de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte cresceu 6,06% quando comparado a 2003, com o incremento de 33.624 novos contratos somado a um reajuste tarifário em abril/04 de 15,11% gerou um acréscimo na receita operacional líquida em 16,3%, quando comparados a 2003.

A arrecadação apresentou melhora significativa quando comparada a 2003, sendo a relação arrecadação versus faturamento igual a 97,3% em 2004, 90,6% em 2003.

A Empresa continuou acreditando na recuperação do setor, investindo R\$ 54,8 milhões na melhoria e manutenção dos padrões elevados de qualidade operacional e na capacidade de fornecimento da energia elétrica que vem prestando aos seus clientes, em projetos de grande cunho social como o Programa de Universalização e os Programas Luz para Todos e Luz no Campo, expandindo a rede e as ligações para um melhor atendimento da população do Rio Grande do Norte. Como resultado desses investimentos, a COSERN continuou a apresentar índices de qualidade técnica em patamares de excelência, quando comparados a empresas da Região Nordeste e do Brasil, dentro de um contexto de ocorrências com origem no sistema da Supridora e dos altos índices pluviométricos apresentados no Rio Grande do Norte em 2004.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Durante o ano de 2004, a COSERN reestruturou o seu endividamento financeiro através de operações que permitiram a redução do passivo financeiro e o alongamento do perfil da dívida. Em setembro de 2004 foi realizada a segunda oferta pública de emissão de debêntures não conversíveis em ações da Companhia, totalizando R\$120 milhões, com prazo de vencimento em 4 anos.

Em sua atuação como empresa socialmente responsável, a COSERN vem consolidando-se cada vez mais como uma empresa que se preocupa com questões sócio-culturais, que vão muito além da sua atividade produtiva. Patrocinou inúmeros projetos para o desenvolvimento cultural e social do Estado do Rio Grande do Norte. Desenvolveu diversas ações de preservação do meio ambiente, promovendo maior conscientização do ecossistema na preservação da vida.

Em 2004, a COSERN foi premiada com o Prêmio Eletricidade 2004, como a melhor distribuidora da Região Nordeste. Foi agraciada ainda pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, como a 2ª Melhor Distribuidora da Região Nordeste.

Para 2005 muitos serão os desafios. Dentre eles, destaca-se a continuidade do Programa Luz para Todos, em parceria com os Governos Estadual e Federal, não somente pelo desafio do cumprimento dos prazos para universalização, mas também pela manutenção dos patamares atuais de custeio proporcionalmente ao crescimento de sua base de Clientes, neste caso, essencialmente de baixa renda. Sob o aspecto financeiro, as prioridades serão as captações de operações de financiamentos de longo prazo para realização dos investimentos em distribuição.

O compromisso do Grupo Neoenergia em atender a todos os seus consumidores com serviços de qualidade, com os menores preços possíveis e com justa remuneração para os acionistas, reafirma o nosso comprometimento com o desenvolvimento do Brasil, por meio da criação das condições de infra-estrutura, com geração de energia, empregos e renda, e a melhoria da qualidade de fornecimento e a universalização do atendimento.

Os resultados alcançados são consequência da união e do esforço de nossos quase 700 colaboradores e da confiança nas relações com nossos acionistas, Conselhos de Administração e Fiscal, clientes, fornecedores e com os Governos Municipais, Estadual e Federal.

RENATO SOBRAL PIRES CHAVES
Presidente do Conselho de Administração

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

1. INDICADORES EMPRESARIAIS

	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	748.048	609.925	554.245	564.090	448.916	338.938	296.647
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	543.717	467.557	439.538	475.270	361.135	262.951	237.023
Lucro Líquido (R\$ mil)	112.873	57.825	30.705	102.932	70.840	30.476	86.460
LAJIDA* (EBITDA)** (R\$ mil)	205.483	127.145	98.213	170.489	140.733	76.707	44.748
Lucro Líquido por Ação (R\$)	0,67	0,34	0,18	0,61	0,42	0,18	0,51
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	2,53	2,98	2,95	2,80	2,41	1,09	0,75
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	425.678	501.009	496.013	470.053	405.652	182.940	126.058
Ativo Total (R\$ mil)	1.158.883	1.232.706	1.319.098	1.062.168	797.752	468.793	415.943
Margem do EBITDA (%)	37,79	27,19	22,34	35,87	38,97	29,17	18,88
Margem Operacional (%)	31,45	20,31	15,56	30,15	32,60	22,25	13,90
Margem Líquida (%)	20,76	12,37	6,99	21,66	19,62	11,59	36,48
Nº de Consumidores	837.729	804.105	772.686	744.950	688.303	651.826	625.770
Nº de Empregados	651	633	619	618	597	620	751
Nº de Consumidores por Empregado	1.287	1.270	1.248	1.205	1.153	1.051	833
Energia Vendida (GWh) ***	3.269	2.994	3.366	2.598	2.775	2.661	2.518
Vendas por clientes (MWh)	3,90	3,72	4,36	3,49	4,03	4,08	4,02
Vendas por Empregado (MWh)	5.022	4.731	5.437	4.204	4.639	4.292	3.354
Perdas de Energia (%)	12,45	12,33	14,16	12,82	12,82	14,77	16,25
DEC (horas de interrupção)	12,40	10,63	11,51	10,85	14,29	23,84	35,07
FEC (nº de interrupções)	9,40	8,50	10,53	11,01	11,83	19,94	22,74

* LAJIDA - Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização

** EBITDA - Earnings before interest, tax, depreciation and amortization

*** Inclui CCEE e Contratos Bilaterais

2. MERCADO

Evolução do Mercado de Distribuição de Energia

A energia injetada no sistema elétrico da COSERN atingiu a marca anual de 3.647.186 MWh representando um crescimento de 6,20%,. Ao mesmo tempo, o montante de energia entregue a consumidores livres e cativos foi equivalente a 3.193.135 MWh, representando um crescimento de 6,06% em relação ao ano anterior. A diferença entre esses dois volumes de energia resultou numa perda total no processo de distribuição verificada em 2004 de 12,45%.

No atendimento ao mercado cativo, as compras de energia em 2004 na COSERN atingiram a marca 3.514.623 MWh, representando um crescimento de 3,73% em relação ao ano anterior, enquanto as vendas registraram a marca de 3.060.572 MWh faturados, representando o crescimento de 3,24%.

O mercado livre exigiu a entrega de 132.563 MWh de energia durante 2004, representando um crescimento de 187 % em relação ao ano anterior.

Esse conjunto de transações de energia e sua evolução comparada com o ano anterior estão demonstradas com maiores detalhes no gráfico do Balanço Energético do Sistema Elétrico COSERN, apresentado a seguir:

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Balço Energético- 2003/2004

<table><tr><td>CHESF</td><td>%</td></tr><tr><td>3.454.153</td><td>99,50</td></tr><tr><td>3.790.236</td><td>99,62</td></tr></table>	CHESF	%	3.454.153	99,50	3.790.236	99,62	<table><tr><td>CONTRATOS</td><td></td></tr><tr><td>3.471.480</td><td></td></tr><tr><td>3.804.764</td><td></td></tr></table>	CONTRATOS		3.471.480		3.804.764					<table><tr><td>RESIDENCIAL</td><td>%</td></tr><tr><td>849.153</td><td>28,64</td></tr><tr><td>898.157</td><td>29,35</td></tr></table>	RESIDENCIAL	%	849.153	28,64	898.157	29,35																			
CHESF	%																																									
3.454.153	99,50																																									
3.790.236	99,62																																									
CONTRATOS																																										
3.471.480																																										
3.804.764																																										
RESIDENCIAL	%																																									
849.153	28,64																																									
898.157	29,35																																									
<table><tr><td>SAELPA CI</td><td>%</td></tr><tr><td>3.717</td><td>0,11</td></tr><tr><td>2.502</td><td>0,07</td></tr></table>	SAELPA CI	%	3.717	0,11	2.502	0,07	<table><tr><td>MAE</td><td></td></tr><tr><td>7.734</td><td></td></tr><tr><td>(146.669)</td><td></td></tr></table>	MAE		7.734		(146.669)					<table><tr><td>INDUSTRIAL</td><td>%</td></tr><tr><td>864.721</td><td>29,17</td></tr><tr><td>886.560</td><td>28,97</td></tr></table>	INDUSTRIAL	%	864.721	29,17	886.560	28,97																			
SAELPA CI	%																																									
3.717	0,11																																									
2.502	0,07																																									
MAE																																										
7.734																																										
(146.669)																																										
INDUSTRIAL	%																																									
864.721	29,17																																									
886.560	28,97																																									
<table><tr><td>GCS</td><td>%</td></tr><tr><td>13.855</td><td>0,40</td></tr><tr><td>12.128</td><td>0,32</td></tr></table>	GCS	%	13.855	0,40	12.128	0,32	<table><tr><td>PERDAS RB</td><td></td></tr><tr><td>(91.132)</td><td></td></tr><tr><td>(95.164)</td><td></td></tr></table>	PERDAS RB		(91.132)		(95.164)		<table><tr><td>INJETADA</td><td></td></tr><tr><td>3.434.271</td><td></td></tr><tr><td>3.646.107</td><td></td></tr></table>	INJETADA		3.434.271		3.646.107		=	<table><tr><td>INJETADA</td><td></td></tr><tr><td>3.434.271</td><td></td></tr><tr><td>3.646.107</td><td></td></tr></table>	INJETADA		3.434.271		3.646.107		<table><tr><td>MERC. PRÓPRIO</td><td>%</td></tr><tr><td>2.964.626</td><td>86,32</td></tr><tr><td>3.060.572</td><td>83,94</td></tr></table>	MERC. PRÓPRIO	%	2.964.626	86,32	3.060.572	83,94	<table><tr><td>COMERCIAL</td><td>%</td></tr><tr><td>475.572</td><td>16,04</td></tr><tr><td>505.972</td><td>16,53</td></tr></table>	COMERCIAL	%	475.572	16,04	505.972	16,53
GCS	%																																									
13.855	0,40																																									
12.128	0,32																																									
PERDAS RB																																										
(91.132)																																										
(95.164)																																										
INJETADA																																										
3.434.271																																										
3.646.107																																										
INJETADA																																										
3.434.271																																										
3.646.107																																										
MERC. PRÓPRIO	%																																									
2.964.626	86,32																																									
3.060.572	83,94																																									
COMERCIAL	%																																									
475.572	16,04																																									
505.972	16,53																																									
<table><tr><td>SAELPA</td><td>%</td></tr><tr><td>(244)</td><td>(3,15)</td></tr><tr><td>(163)</td><td></td></tr></table>	SAELPA	%	(244)	(3,15)	(163)		<table><tr><td>MERC. LIVRE</td><td></td></tr><tr><td>46.188</td><td></td></tr><tr><td>132.563</td><td></td></tr></table>	MERC. LIVRE		46.188		132.563					<table><tr><td>OUTROS</td><td>%</td></tr><tr><td>774.444</td><td>26,12</td></tr><tr><td>769.721</td><td>25,15</td></tr></table>	OUTROS	%	774.444	26,12	769.721	25,15																			
SAELPA	%																																									
(244)	(3,15)																																									
(163)																																										
MERC. LIVRE																																										
46.188																																										
132.563																																										
OUTROS	%																																									
774.444	26,12																																									
769.721	25,15																																									
	<table><tr><td>CONT. BILATERAL</td><td></td></tr><tr><td>-</td><td></td></tr><tr><td>(49.388)</td><td></td></tr></table>	CONT. BILATERAL		-		(49.388)					<table><tr><td>SUPRIMENTO</td><td>%</td></tr><tr><td>735</td><td>0,02</td></tr><tr><td>163</td><td>0,01</td></tr></table>	SUPRIMENTO	%	735	0,02	163	0,01																									
CONT. BILATERAL																																										
-																																										
(49.388)																																										
SUPRIMENTO	%																																									
735	0,02																																									
163	0,01																																									
	<table><tr><td>Difer SINERCOM</td><td></td></tr><tr><td>(839)</td><td></td></tr></table>	Difer SINERCOM		(839)																																						
Difer SINERCOM																																										
(839)																																										
	<table><tr><td>Difer SINERCOM</td><td></td></tr><tr><td>(839)</td><td></td></tr></table>	Difer SINERCOM		(839)																																						
Difer SINERCOM																																										
(839)																																										
				<table><tr><td>Diferença SAELPA</td><td></td></tr><tr><td>(240)</td><td></td></tr></table>	Diferença SAELPA		(240)																																			
Diferença SAELPA																																										
(240)																																										

Legenda:

Acumulado 2003
Acumulado 2004

Legenda:
Acumulado 2003
Acumulado 2004

(Valores em MWh/ano)

Comportamento do Mercado Cativo – Vendas de Energia

Durante o ano realizamos 33.624 novos contratos de fornecimento de energia elétrica, fazendo com que em dezembro/04 atingíssemos a marca dos 837.729 contratos. Essa marca indica o crescimento de 4,18% em relação ao ano anterior. No quadro a seguir demonstra-se a comparação 2003-2004 para o volume de contratos e energia faturada, com as respectivas taxas de crescimento por classe de consumo.

Classe Consumo	Comparação das Vendas no Mercado Cativo					
	Evolução de Contratos - Ud			Evolução das Vendas - MWh		
	2003	2004	Cresc. %	2003	2004	Cresc. %
Residencial	702.581	730.901	4,03	849.153	898.157	5,77
Comercial	56.437	59.098	4,71	475.572	505.972	6,39
Industrial	4.370	4.439	1,58	864.721	886.560	2,53
Rural	27.891	29.880	7,13	312.638	306.571	(1,94)
Poder Público	9.467	9.407	(0,63)	146.099	154.477	5,73
Iluminação Pública	1.957	2.571	31,37	117.996	121.732	3,17
Serviço Público	1.307	1.342	2,68	191.693	181.062	(5,55)
Consumo Próprio	94	90	(4,26)	6.019	5.878	(2,34)
Suprimento	1	1	0,00	735	163	(77,82)
Total	804.105	837.729	4,18	2.964.626	3.060.572	3,24

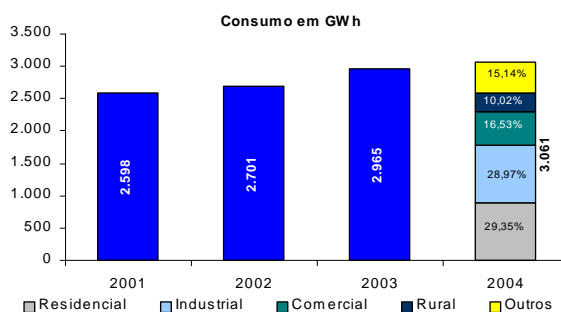
01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Na classe Residencial, o consumo médio em 2004 foi de 102,40kWh, contra 100,72kWh em 2003 e 121,18kWh em 2000, mostrando que os consumidores mantiveram o hábito de economizar energia após o racionamento.

Apesar do fraco desempenho da classe Rural, em função das chuvas ocorridas no ano, a atividade da carcinicultura destacou-se, apresentando um crescimento de 19,67% em relação ao mesmo período do ano anterior. Na classe Industrial, o Setor Têxtil teve uma redução de 38,76% no consumo de energia elétrica devido a saída da COTEMINAS para o mercado livre em agosto/03, o que provocou um reflexo parcial no ano anterior e integral em 2004.

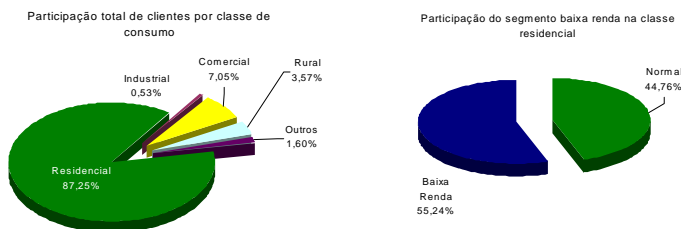
Ainda, sob a ótica das vendas de energia elétrica realizadas no ano, as classes mantiveram estáveis suas respectivas participações na estrutura de mercado. Segue abaixo consumo anual para o período de 2001-2004, e detalhe da participação de consumo por classe para o ano de 2004:



Clientes

A COSERN encerrou o ano de 2004 com 837.729 contratos de fornecimento de energia elétrica e um incremento em relação ao ano anterior de 4,18%, correspondendo a 33.624 clientes.

O número de clientes residenciais corresponde a 87,25% do total de clientes/contratos ativos, equivalente a 730.901 consumidores. De acordo com a Resolução ANEEL nº 485/2002, que estabeleceu novos critérios para classificação dos consumidores de baixa renda, 55,24% dos consumidores residenciais se enquadram nessa categoria.



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Compra de Energia

Dos 3.804,61 GWh de energia comprados em 2004, 99,96% foram contratados da Supridora, 3.364,27 GWh através dos contratos Iniciais com preço de R\$/MWh 55,34 e 426,02 GWh do leilão realizado em 2002 com preço médio R\$/MWh 58,96.

Sob as regras do novo modelo do setor elétrico delineado pelo Decreto 5.163/04, a COSERN adquiriu no Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes, realizado em 07 de dezembro de 2004, energia de diversas geradoras do país. Foram adquiridos os seguintes produtos: 264 MW médios a preço médio de 57,51 R\$/MWh para entrega no período 2005/2012; 144 MW médios a preço de 67,33 R\$/MWh; e 20 MW médios a preço de 75,46 R\$/MWh.

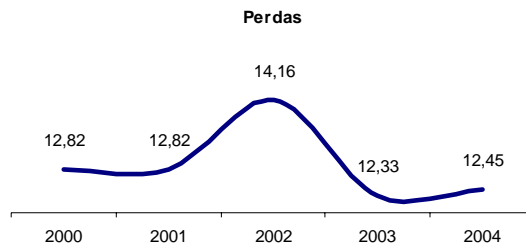
Perdas

Em 2004, o índice de perda foi de 12,45%, correspondendo a 454.051 MWh, calculado através do relatório Controle de Qualidade – CQ, que unificou o cálculo do índice nas 3 empresas distribuidoras de energia elétrica do Grupo Neoenergia. Este índice representa uma redução de 0,5 pontos percentuais em relação ao valor obtido em 2003, quando calculado através da mesma base utilizada em 2004. Para manter o índice de perdas nos patamares atuais foi executado um Plano de Ação, onde como destaque podemos citar as seguintes medidas:

O envolvimento de todos os empregados na campanha interna: “Gato sempre deixa marcas”, com 6.307 informes de irregularidades, com uma procedência de 92,8%, e o trabalho desenvolvido pelos leituristas na identificação de qualquer índice de irregularidade, que proporcionou ganhos de eficiência por parte das equipes de fiscalização.

Em 2004 a COSERN recuperou 11.988 MWh. Foram instaladas 328 medições em circuitos de iluminação pública. Merecem destaque as inspeções de 1.755 consumidores do Grupo A e a regularização de 2.433 ligações em áreas de gambiarra. Foram inspecionadas 64.858 unidades consumidoras do Grupo B, sendo 25.508 por turmas próprias e 39.355 através de turmas contratadas (pré-Inspeção), reafirmando que a manutenção de uma relação de parceria e confiança mútua com os prestadores de serviço pode contribuir para a redução das perdas elétricas.

O Gráfico a seguir demonstra a evolução das perdas nos últimos 5 anos, confirmando a eficácia do modelo de combate à fraude, praticado pela COSERN.



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Tarifas

O Reajuste Tarifário Anual foi homologado em 22 de abril de 2004 por meio da Resolução ANEEL 109/2004. Tendo em vista a eliminação gradual do subsídio entre os subgrupos tarifários, as tarifas de fornecimento de energia foram reajustadas em média em 15,11%.

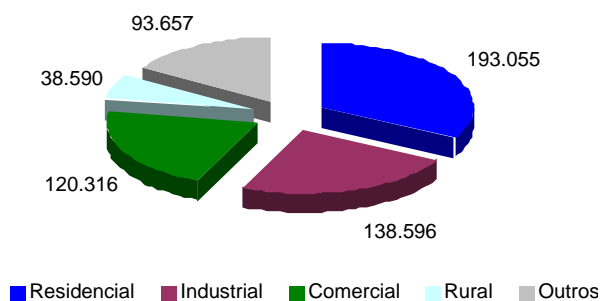
Concomitantemente ao reajuste, foi efetuado o ajuste do resultado da primeira revisão tarifária de maneira a incorporar os ganhos na empresa de referência advindo dos processos de outras empresas, elevando o índice de reposicionamento de 11,49% para 14,54%, impactando as tarifas base para o reajuste de 2004 e provocando um incremento, nos 12 meses seguintes ao reajuste, de 2,453% a título de ajuste financeiro da Revisão Tarifária Periódica de 2003.

Gestão Comercial

As operações comerciais de distribuição de energia registraram um faturamento líquido de R\$ 584,2 milhões, incluindo as transações com mercado cativo e mercado livre da COSERN, apresentando um crescimento de 19,68 %, em relação ao ano de 2003.

RECEITA POR CLASSES S/ ICMS (R\$ Mil)	2003	2004
Residencial	160.310	193.055
Industrial	117.555	138.596
Comercial	99.372	120.316
Rural	37.487	38.590
Outros	73.432	93.657
Total	488.156	584.214

Receita Líquida por Classe de Consumidores
- 2004



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Os resultados da arrecadação em relação ao faturamento anual atingiram em 2004 o índice de 97,3% superando 2003 em 7,44%. A performance desse indicador foi afetada pelos atrasos nos pagamentos das classes do Poder Público e Serviço Público, que atrasaram seus compromissos principalmente no 2º semestre de 2004, por condições conjunturais políticas ocorridas no período. Para melhorar as condições do processo de cobrança a COSERN deflagrou um conjunto de medidas para aumentar a eficácia dos recebimentos de créditos, dentre as quais podemos destacar: Intensificação da Suspensão de Fornecimento no Segmento Público, Contrato com SPC Brasil, Protesto de Promissórias das Dívidas Públicas Municipais; Operação com Duplicatas Mercantis; e Integração da Consulta ao Cadastro da Receita Federal na Realização dos Planos de Parcelamentos com os Clientes Inadimplentes.

3. INVESTIMENTOS

Expansão e Reforma do Sistema Elétrico

Em 2004 a COSERN investiu R\$ 54,8 milhões que foram aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento da energia elétrica e dos serviços prestados aos clientes, segmentado como segue:

Composição dos Investimentos	R\$ milhões
Transmissão	11,0
Distribuição	18,2
Rural e Universalização	17,3
Instalações Gerais e Infra-estrutura	6,5
Outros	1,8
Total	54,8

Para o sistema de subtransmissão, foram destinados R\$ 11,037 milhões, destacando-se a construção da linha de 138 kV Açú II – Pólo Industrial de Guamaré (circuito 1), e da linha de 69 kV Lagoa Nova – Shopping Midway Mall, e o início da construção da linha de 69 kV Extremoz – Ceará-Mirim e do circuito 2 da linha de 138 kV Açú II – Pólo Industrial de Guamaré.

Quanto às subestações, destacam-se investimentos realizados na construção de conexões de linhas de 69 kV na subestação de Extremoz e a construção do pátio de 69 kV da subestação de Lagoa Nova, com três conexões de linhas em 69 kV.

No Programa de Distribuição foram aplicados R\$ 18,2 milhões. Foram instalados seis religadores e duas chaves telecomandadas na rede aérea de 13,8 kV, totalizando atualmente 154 equipamentos entre chaves e religadores operados remotamente a partir do Centro de Operação e Informações (COI); foram construídos 236,85 km de redes de média tensão (13,8 kV) e 452 km de redes de baixa tensão 380/220V, além da implantação de 21.880 postes.

No Programa para Infra-estrutura, foram aplicados R\$ 6,5 milhões. Esse montante engloba investimentos em sistemas de informática, ferramentas, veículos e patrimônio, com destaque para a renovação de parte dos computadores da Empresa, investimentos na rede corporativa e a continuidade da implantação do Sistema de Gestão de Rede – GEOREDE.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Para projetos especiais a Empresa destinou, o total de R\$ 19,2 milhões. Nesses projetos, estão incluídos investimentos com a universalização dos serviços de energia elétrica que em 2004 totalizaram R\$ 17,3 milhões; elaboração de normas e padrões, e Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento do ciclo 2002/2003 e 2003/2004, integrantes de 1% da Receita Operacional Líquida, que as empresas devem destinar anualmente aos projetos de eficiência energética e P&D. Esses projetos envolvem as áreas de estudos e planejamento, qualidade de energia, fontes alternativas, informática e comercial.

Manutenção do Sistema Elétrico

Visando a melhoria da qualidade da energia fornecida aos seus clientes, a manutenção de todos os seus ativos, e a melhoria dos Índices de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - DEC e Frequência de Interrupções por Consumidor - FEC, a COSERN elaborou e executou um Plano de Manutenção Preditiva e Preventiva do Sistema Elétrico.

A COSERN, a cada ano, incorpora e aperfeiçoa novos procedimentos e técnicas de manutenção, e leva em consideração, entre outros, os seguintes aspectos: importância das linhas e equipamentos, periodicidade, carregamento, vida útil, número de operações de disjuntores e condições de isolamento de transformadores de potência.

Eletificação Rural e Universalização

No âmbito da eletrificação rural merece destaque o encerramento do Programa Luz no Campo e a formalização do contrato com a ELETROBRÁS para o desenvolvimento da primeira fase do Programa Luz para Todos. O Programa Luz no Campo foi finalizado com o investimento total de R\$ 14,3 milhões, correspondente a 70,7% da meta financeira prevista, com o atendimento de 13.801 consumidores e a expansão de 705,29 Km de rede de média tensão e 378,86 Km de rede de baixa tensão. No Programa Luz para Todos, cujo objetivo é universalizar o meio rural até 2008, planejamos como meta global a universalização do atendimento de 30.095 consumidores em 5 anos com o investimento de mais de R\$ 80 milhões. Tal montante será 50% de participação do Governo Federal, a fundo perdido através de recursos da CDE e financiamento à COSERN de 15% com recursos da RGR. O Governo do Estado participará com 20% e a COSERN com os 15% restantes. Dessa forma, em 2004, dando início a esse programa, a COSERN investiu R\$ 7 milhões e atendeu 2.377 pedidos de ligação, correspondendo a 22% da meta financeira prevista para o biênio 2004/2005.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Modernização de Infra-Estrutura

A COSERN iniciou a implementação de um novo módulo de operação, baseado na utilização de uma nova plataforma gráfica denominada Geografic Information System (GIS), desenvolvida pelo Environmental Systems Research Institute (ESRI). Através do novo módulo de operação, em fase final de validação, é possível trabalhar de forma mais dinâmica na parte gráfica do sistema elétrico, fazendo com que o operador do Centro de Operação e Informação – COI, consiga entre outras funções:

- Localizar a viatura mais próxima do local de uma ocorrência de forma geográfica, com a rede do sistema elétrico presente no mapa;
- Abertura gráfica de qualquer equipamento que sofra interrupção no sistema, existindo um reconhecimento automático pelo programa de todos os clientes/rede afetados;
- Integração com o Sistema de Automação/Supervisão – SAGE, permitindo que sejam refletidos todos os eventos do SAGE de forma automática no novo módulo de operação.

Além das funcionalidades gráficas e georeferenciadas, todos os índices do sistema (TMA, DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC) podem ser obtidos diretamente pelo NOVO OPER, otimizando o processo.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

Atendimento a Clientes

A COSERN fornece energia para 837.729 unidades consumidoras, sendo a maioria da classe residencial, que totaliza 730.901 clientes.

Para cada um desses segmentos, além de disponibilizar um atendimento personalizado com analistas e atendentes especializados, a COSERN desenvolve planos específicos de relacionamento e também disponibiliza produtos e serviços que atendam às necessidades de cada um.

Os clientes potencialmente livres, ou seja, que podem optar por comprar energia de outro fornecedor, ou têm demanda contratada acima de 1,00 MW, formam o segmento de Grandes Clientes, que representa 16,95% do consumo total da Empresa. Para esses, o foco é conquistar a sua lealdade e fidelização através de um atendimento personalizado e preferencial, de visitas periódicas às suas instalações e do acesso privilegiado à Unidade de Operação e Controle do Sistema Elétrico - EOCS da COSERN, para registro de ocorrências. Além disso, são oferecidos produtos e serviços que visam reduzir o custo médio da sua energia elétrica consumida, como eficiência energética e energia adicional temporária (Energia Mais).

No caso particular das prefeituras, além da negociação dos débitos, busca-se também reduzir o valor das faturas de energia elétrica para iluminação pública e prédios públicos, através da oferta de produtos como Eficientização de Iluminação Pública e Gestão Energética Municipal. Busca-se ainda a redução de reclamações quanto à manutenção e expansão da iluminação pública, através da transferência de propriedade desse acervo da COSERN para os municípios, e da celebração de convênios que autorizem a COSERN a expandir as instalações de iluminação pública dos municípios, acompanhando a rede secundária de distribuição.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

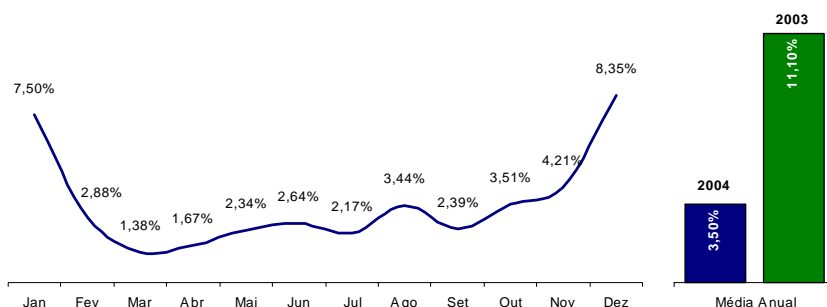
10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Disponibiliza também para seus clientes um atendimento comercial e de emergência unificados, através do teleatendimento e de suas 19 Agências de Atendimento existentes em todo o Estado. Operando de forma on line, o sistema comercial oferece conforto e agilidade nos serviços prestados. Os constantes treinamentos realizados com os empregados contribuíram decisivamente para consolidar esses padrões, resultando na melhoria significativa da satisfação dos clientes.

No ano de 2004 foram realizados 1,963 milhões de atendimentos pelos canais de relacionamento da Cosern, representando uma redução de 17,5% em relação ao número de atendimentos realizados no ano anterior. Desse total, cerca de 75% dos atendimentos foram realizados pelo Call Center, sendo que em 2003 esse percentual era de 69%. O número de chamadas abandonadas teve uma redução de 11,1% em 2003 para 3,5 % em 2004. De igual modo, o tempo médio de atendimento ao cliente foi reduzido de 2,2 minutos para 2,0 minutos em 2004.

O índice de reclamações registrado pelo Call Center caiu de 6,9% em 2003 para 4,8% em 2004.

Percentual de Abandono de Chamadas - Ano 2004



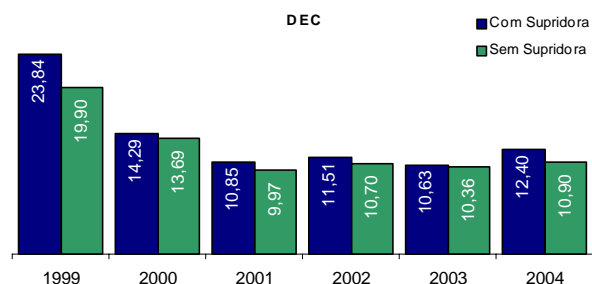
Qualidade do Fornecimento

O DEC registrado em 2004 foi de 12,40 horas de interrupção, apresentando um aumento em comparação ao ano de 2003, de 16,65%, principalmente devido à grande influência das interrupções no sistema da Supridora (aumento de 456% em relação ao ano de 2003) e da elevada incidência de chuvas no ano de 2004.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

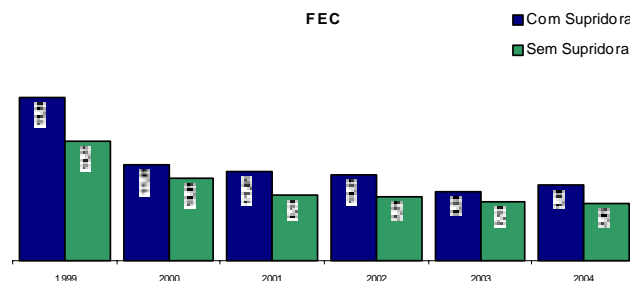
10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Evolução do DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor



Assim como o DEC, o FEC também foi muito influenciado pelas interrupções no sistema da Transmissora, que contribuiu com 25% do valor de 9,40 interrupções registrado no ano de 2004. Considerando somente as interrupções com origem no sistema COSERN, o FEC de 2004 teve uma redução de 1,3% em relação ao ano de 2003.

Evolução do FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor



Tais resultados devem-se aos contínuos investimentos na automação dos sistemas de distribuição, na padronização de novos materiais com tecnologias modernas para serem aplicados nas redes de distribuição (redes multiplexadas, redes compactas, isoladores híbridos, etc.), na transmissão (isoladores poliméricos) e no aprimoramento dos procedimentos de operação do sistema.

Eficiência Energética

Em continuidade ao programa de melhoria da iluminação pública dos municípios do Estado, a COSERN alcançou mais 11 municípios, substituindo 4.261 lâmpadas no ano de 2004, com investimento de mais de R\$ 490 mil, promovendo uma redução de demanda na ponta do sistema de 217 kW e uma economia anual de energia para as prefeituras, da ordem de 951 MWh.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Foram distribuídas 13.733 lâmpadas de 16W no Projeto de Doação de Lâmpadas Econômicas em 2004. Este projeto beneficiou 33 cidades do Estado, sendo realizados também sorteios de brindes e palestras sobre o uso eficiente de energia. Para tanto foram investidos R\$ 158 mil.

A COSERN realizou treinamentos e ações sociais em 25 escolas e várias comunidades. Ministrou trabalhos de orientação com comunidades da capital e do interior do Estado, principalmente as que moram próximo às subestações, sobre os cuidados com energia elétrica. Foram investidos R\$ 10 mil.

No Projeto "Treinamento nas Escolas" foram treinados professores de 42 escolas de 1º grau, em 33 municípios do Estado, sobre o uso eficiente de energia elétrica, segurança e meio ambiente.

Pesquisa e Desenvolvimento

Em 2004 foram desenvolvidos 2 projetos, sendo um deles desenvolvido pela parceria entre Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Universidade Federal do Pará (UFPA) e Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e o outro desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas da Eletrobrás), onde foram abordados os temas de Planejamento, Qualidade de Energia, Meio Ambiente, Responsabilidade Social, Proteção, Operação, Marketing e Mercado, entre outros.

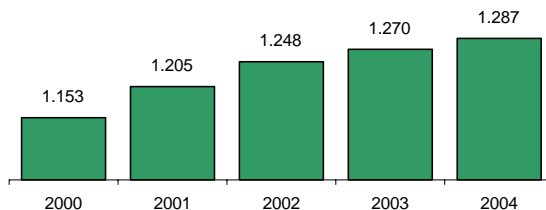
Recursos Humanos

A COSERN encerrou o exercício de 2004 com 651 colaboradores, sendo 11,00% executivos, 22,88% administrativos e 56,37% técnicos e operativos. Há 498 empregados do sexo masculino e 153 do sexo feminino. Os 651 empregados estão assim distribuídos:

- Auxiliares/Administrativo: 149 empregados
- Profissionais de Ofício: 224 empregados
- Técnicos Médios: 143 empregados
- Mandos e Técnicos Superiores: 135 empregados

Para a COSERN realizar sua missão é necessário contar com uma equipe humana qualificada, capaz de executar seu trabalho com eficiência, satisfazendo as necessidades dos clientes e atendendo aos anseios da Empresa. Diante disso, a COSERN desenvolve um programa de treinamento em consonância com os objetivos corporativos, considerando as metas e planos de ação de cada área, em busca de maior competitividade e dando oportunidade ao empregado de desenvolver-se. Como resultado, obtivemos uma crescente evolução nos indicadores de eficiência, a exemplo da relação cliente-empregado.

Relação Cliente / Empregado



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Comunicação com os clientes

Diante da crescente e permanente preocupação em atender melhor aos seus clientes, além da distribuição de uma energia de qualidade, a COSERN investe na clareza de informações, abordando não só temas relativos ao fornecimento, mas também sobre qualidade de vida, uso racional da energia, segurança, entre outros. Nesse sentido, durante o ano de 2004 foram veiculadas na mídia as campanhas publicitárias AMIGO, Direitos e Deveres, Prêmio Eletricidade 2004, Mudança da Marca da COSERN e Palco Iluminado, entre outras.

Pesquisa ABRADÉE

As empresas participantes do Prêmio ABRADÉE são avaliadas através de uma Pesquisa da Satisfação do Cliente Residencial das áreas urbanas, executada pelo Instituto Vox Populi. A pesquisa visa conhecer o grau de satisfação dos clientes, com a qualidade do produto e dos serviços prestados pela distribuidora e gerar índices que viabilizem a comparação desses resultados entre todas as concorrentes.

A COSERN apresenta um Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida ISQP com 52,2% em 1999 e 74% em 2004, evidenciando que suas práticas e conjunto de ações, têm sido eficazes e bem focados.

No Índice de Satisfação Geral – ISG com 90,1%, a COSERN foi classificada a 1ª do Nordeste e a 2ª no Brasil, tendo apresentado índice crescente em todos os anos. Já no Índice de Satisfação do Cliente – ISC com 53,9%, a COSERN está em 3º lugar no Nordeste e em 11º lugar no Brasil.

5. RESPONSABILIDADE SOCIAL

Saúde e Segurança

A COSERN desenvolve diversas ações como parte de um programa para a melhoria nos procedimentos, no conforto e na saúde dos seus colaboradores, cujas regras assumem condições de vanguarda aos preceitos de Saúde e Segurança do Trabalho, com destaque para:

- Programa de Controle Médico e Saúde Ocupacional;
- Programa de Prevenção a Riscos Ambientais,
- Treinamentos de Segurança;
- Inspeções de Segurança;
- Auditoria de Segurança nas empreiteiras;
- Sala de Reeducação;
- Distribuição de EPI, EPC;
- Perfil de Saúde dos Colaboradores;
- Programa de Redução do Índice de Massa Corpórea;
- Análise Ergonômica dos Postos de Trabalho;
- Ginástica Laboral;
- Massagem Shiatsu;
- Informativo de Segurança;
- Realização das SIPAT em conjunto com a CIPA;
- Palestras com temas relacionados à Saúde e à Segurança;
- Caminhada coletiva de saúde – "Caminhando com Energia";
- Feira da Saúde

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Meio ambiente

Com a implantação e divulgação das Políticas de Meio Ambiente e de Segurança do Trabalho, realizadas através de palestras informativas e educativas, a COSERN firmou um compromisso perante seus colaboradores, fornecedores, prestadores de serviço e a sociedade, através da promoção contínua de uma conscientização pelo respeito à vida e ao meio ambiente. As principais ações realizadas em 2004 foram:

- Semana do Meio Ambiente;
- Programa de Coleta Seletiva de Lixo;
- Ações de gerenciamento de Impactos ao Meio Ambiente e do Ciclo de Vida;
- Rearborização do Edifício Sede;
- Programa de Eficiência Energética;
- Ações para redução do consumo de água e energia elétrica no Edifício Sede;
- Treinamento sobre Educação Ambiental em comunidades, escolas e centros comunitários;
- Implantação de novos padrões no sistema elétrico, proporcionando uma melhor convivência e interação do sistema com o meio ambiente.

Programas Sociais

A COSERN vem colaborando com o desenvolvimento social e cultural do Estado do Rio Grande do Norte, através de patrocínios e apoios, permeando também todas as suas atividades com a preservação do meio ambiente.

A COSERN patrocinou 13 projetos no ano de 2004, tendo sido a empresa do Estado do Rio Grande do Norte que mais investiu em cultura neste ano. Os vários patrocínios culturais foram viabilizados através da Lei Estadual de Incentivo à Cultura Câmara Cascudo e Lei Federal Rouanet. Ao todo foram investidos R\$ 1,4 milhão nos 13 projetos, onde 20% deste valor foi financiado pela Empresa e 80% foi referente à renúncia fiscal. Desses projetos, 12 foram patrocinados pela Lei Estadual Câmara Cascudo. Todos os projetos foram analisados de acordo com o perfil da Companhia e com a definição de suas estratégias, orientadas à melhoria da imagem e com o compromisso cultural assumido pela COSERN com os clientes e com a sociedade.

Reconhecimentos Especiais

Prêmio Eletricidade 2004

A COSERN conquistou o Prêmio Eletricidade 2004, como a melhor empresa da Região Nordeste. O ranking aponta as distribuidoras de energia elétrica que se sobressaíram em seus processos comerciais, operacionais e de engenharia e de minimização de perdas no ano de 2003. Este prêmio é uma promoção conjunta entre a Revista Eletricidade Moderna e a Soltec Projetos & Serviços e é elaborado por meio da confrontação de uma série de informações coletadas junto às empresas participantes, contando com 53 distribuidoras de energia elétrica de todo o Brasil. Segundo os critérios do referido Prêmio, a COSERN ficou bem colocada nos Processos de Operação, com o 1º lugar do Nordeste e o 5º lugar do Brasil, quando examinados os índices de DEC, FEC e TMA.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Prêmio ABRADÉE 2004

A COSERN foi classificada em segundo lugar na categoria de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica da Região Nordeste. Este prêmio focaliza os resultados globais produzidos pela Empresa, onde as premiadas são aquelas que demonstraram resultados consistentemente superiores no conjunto das três áreas: mercado (cliente), operacional e econômico-financeira. A estrutura de critérios, indicadores e pesos, refletem uma visão ampla e equilibrada da gestão das distribuidoras.

Na categoria geral, no item Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil, das 28 maiores empresas concorrentes com mais de 400 mil clientes, a COSERN foi classificada em 11º lugar.

Prêmio SESI de Qualidade no Trabalho 2004

A COSERN recebeu o Prêmio SESI de Qualidade no Trabalho 2004, na categoria Grandes Empresas. A Empresa obteve uma média de 8,62 pontos, ficando em 2º lugar, sendo reconhecida mais uma vez pela adoção e implantação de políticas e medidas de responsabilidade social, que elevam a qualidade de vida do colaborador e da Sociedade.

Prêmio HANGAR 2004

A COSERN ganhou o Prêmio Hangar 2004 pelo apoio e incentivo à cultura, relativo ao ano de 2003. Esse prêmio foi criado em 1998, sendo dividido em três categorias: Apoio e Incentivo à Cultura, Musical Social e Veículo Musical.

Prêmio Contabilidade 2004

A COSERN ganhou o Prêmio Contabilidade 2004, promovido pela ABRACONEE – Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica, que premiou a Companhia por ter apresentado o melhor conjunto de demonstrações contábeis das distribuidoras de energia elétrica de médio porte no ano de 2003.

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

A receita operacional líquida obteve um incremento de 16,29% influenciado principalmente pelo reajuste tarifário de 15,11% e pelo crescimento de mercado cativo de 3,3% e de 6,1% considerando os clientes livres.

O lucro líquido em 2004, R\$ 112,9 milhões, aumentou em 95,20% em relação ao ano anterior, R\$ 57,8 milhões. O EBITDA alcançou R\$ 205,5 milhões representando um crescimento de 61,61% comparado ao ano exercício de 2003, gerando uma margem de 37,79%.

A tabela abaixo apresenta o desempenho da COSERN comparado ao ano anterior.

	2004	2003	Variação (%)
Receita Operacional Líquida	543.717	467.557	16,29%
Despesas operacionais	372.719	372.592	0,03%
Resultado do Serviço	170.998	94.965	80,06%
Resultado Operacional	111.017	63.509	74,81%
Lucro Líquido	112.873	57.825	95,20%
EBITDA (*)	205.483	127.145	61,61%
Margem do EBITDA	37,79%	27,19%	38,98%

(*)EBITDA (LAJIDA) Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Demonstrativo do cálculo do EBITDA.

	2004	2003
Resultado Operacional	111.017	63.509
(+) Resultado Financeiro	14.981	15.185
(+) Juros sobre capital próprio	45.000	16.271
Depreciação e amortização	34.485	32.180
=EBITDA (LAJIDA)	205.483	127.145

Destinação do Lucro

O Conselho de Administração da COSERN, em reuniões realizadas nos dias 13 de julho, 10 de novembro e 10 de dezembro de 2004, deliberou o pagamento de juros sobre capital próprio referentes ao exercício, no total de R\$ 45 milhões, equivalente ao montante bruto de R\$ 0,0872566 por ação ON e 0,0959822 por ação PN. O pagamento foi considerado para fins de cálculo do dividendo obrigatório referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2004.

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 20 de novembro de 2004, deliberou o pagamento de dividendos intermediários no montante de R\$ 47 milhões, equivalente ao montante bruto de R\$ 0,2736208 por ação ON e R\$ 0,3009829 por ação PN.

O Conselho de Administração da Companhia encaminhou à Assembléia Geral Ordinária proposta de distribuição de dividendos complementares no montante de R\$ 15,2 milhões, equivalente ao montante de R\$ 0,0883746 por ação ON e R\$ 0,0972121 por ação PN.

Endividamento

Os contratos de empréstimos e financiamentos totalizaram R\$ 311,6 milhões em dezembro de 2004, 33% acima do fechamento de 2003 e 38% em relação ao patrimônio líquido. Durante o segundo semestre de 2004 foi renegociado o seu endividamento de curto prazo, alongando o perfil de 52,48% em dezembro de 2003 para 19,53% no mesmo período em 2004. O prazo médio da dívida aumentou de 2,06 anos para 3,08 anos entre o encerramento dos exercícios de 2003 e 2004, com o custo da dívida da carteira de passivos onerosos de aproximadamente 95% do CDI em 31/12/2004.

Em 2004 foi realizada a segunda oferta pública de emissão de debêntures não conversíveis em ações da Companhia. A emissão totalizou R\$ 120 milhões com prazo total de 4 anos a contar da data da emissão. Estes papéis receberam a classificação "BrBBB+" da Standard & Poors.

Durante o exercício de 2004 a Companhia recebeu R\$ 31 milhões em financiamentos de órgãos como Eletrobrás e Banco do Nordeste, recursos específicos para projetos de investimento na concessão. Com isso, aproximadamente 64% dos investimentos realizados foram custeados com recursos de longo prazo.

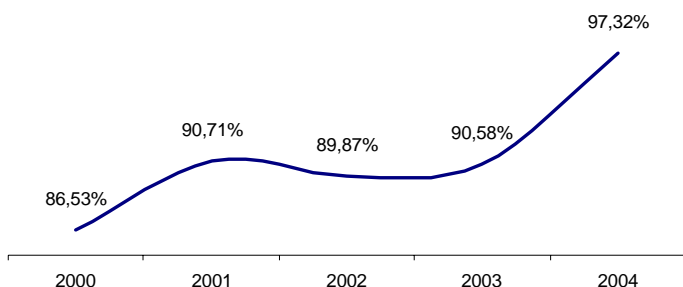
Arrecadação

A arrecadação bruta realizada em 2004, R\$ 736,9 milhões, aumentou 13,19% em relação ao ano de 2003, R\$ 651 milhões. A geração de caixa operacional em 2004 (arrecadação bruta menos tributos e despesas operacionais), foi de R\$ 186,9 milhões, ou 25,37% da arrecadação bruta.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Evolução Arrecadado / Faturado



Política de Hedge

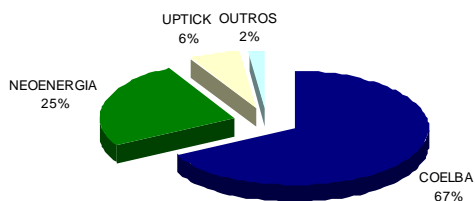
Com relação à Política de Hedge, a COSERN, visando mitigar os efeitos negativos que eventuais oscilações significativas nas cotações das moedas teriam sobre o seu passivo em moeda estrangeira, com conseqüente reflexo negativo sobre o seu resultado e fluxo de caixa, estabeleceu rigorosa política de hedge para todas as suas operações em moeda estrangeira, firmando contratos de "swap" com o fim de protegê-las dos referidos efeitos das variações cambiais. Durante o exercício de 2004 todos os empréstimos em moeda estrangeira foram liquidados.

Com relação ao risco oriundo da possibilidade da COSERN vir a incorrer em perdas devido às flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos e financiamentos captados no mercado, a Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

7. RELAÇÃO COM INVESTIDORES

Composição Acionária

A composição acionária da COSERN é formada pela COELBA - Companhia de Eletricidade da Bahia com 67,40% de participação, representando 113.285.329 ações; o Grupo Neoenergia com 25,24% de participação, representando 42.426.637 ações; Grupo UPTICK Participações S.A. com 5,82 % de participação, representando 9.780.611; e outros com 1,54 % de participação, representando 2.581.451 ações.



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Governança Corporativa

Em 2004, com a decisão da Holding de implementar as melhores práticas de Governança Corporativa, foi adotada a nova estrutura administrativa, na qual foram inseridos os Comitês financeiro e executivo do Conselho de Administração, contemplando a segregação entre a estrutura de Governança e Gestão.

A Administração da COSERN vem reforçando tais práticas com uma série de medidas, entre as principais:

- Adequação do Estatuto Social às práticas relativas ao mandato da Administração, como também às alterações previstas na Lei das Sociedades Anônimas;
- Revisão das políticas, normas, processos e controles internos, objetivando avaliar sua eficácia e efetividade;
- Elaboração das demonstrações contábeis de acordo com os princípios de contabilidade geralmente aceitos nos Estados Unidos da América – US GAAP

Essas medidas têm como objetivo principal oferecer maior transparência às decisões da Administração e direcionar estrategicamente os negócios da Companhia.

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, contratada em junho de 2002 para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações financeiras e de revisão de informativos contábeis em atendimento às exigências do Órgão Regulador, ANEEL, e de contratos para financiamentos, bem como para suas controladas e controladora, para um período de 3 (três) anos, desde então não prestou serviços não relacionados à auditoria externa que superassem 5% (cinco por cento) do valor do contrato.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo NEOENERGIA, quanto à contratação de serviços não relacionados à auditoria externa se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. CONCESSÃO

A Companhia detém junto a ANEEL, a seguinte concessão:

Distribuição	Municípios	Localidades	Data da concessão	Data de vencimento
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.306 – SFF/ANEEL de 24 de dezembro de 2004.

As demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2003 foram reclassificadas, quando aplicável, para comparabilidade, conforme abaixo relacionado:

	Balanço 2003	
	(Publicado)	(Reclassificado)
Realizável a longo prazo		
Despesas pagas antecipadamente		2.366
Outros créditos	3.081	715
	Demonstração de resultado 2003	
	(Publicado)	(Reclassificado)
Receita Operacional		
Fornecimento de energia elétrica	602.722	582.166
Encargos CBEE		20.356

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Aplicações no mercado aberto e títulos e valores mobiliários

Estão demonstradas ao custo, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas de encerramento das demonstrações contábeis e não excedem o seu valor de mercado.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba o fornecimento e suprimento de energia faturada e não faturada por estimativa, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Está reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

Estoque (inclusive do ativo imobilizado)

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL nº 015 de 24 de dezembro de 1997. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas às Resoluções ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 44, de 17 de março de 1999 (vide nota explicativa nº 17).

Os gastos de administração geral são apropriados, mensalmente, às imobilizações e demais ordens em curso, em até 10% dos dispêndios diretos com pessoal mais serviços de terceiros a estas atribuíveis.

Em função do disposto na Instrução Contábil 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, encargos financeiros e variações monetárias, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em atendimento à Instrução Contábil 6.3.23 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as Obrigações Vinculadas à Concessão, registradas nos livros, em grupo específico no Passivo Exigível a Longo Prazo, estão apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas as suas características de aporte financeiro de consumidores, da União e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras.

Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

São calculados com base nas alíquotas efetivas, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis, do imposto de renda e contribuição social quando da parcela corrente e reconhecido o diferimento em função dos prejuízos fiscais e bases negativas e das diferenças intertemporais.

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda calculado com base no lucro de exploração (vide nota explicativa nº 28).

Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão são reconhecidos pelo regime de competência.

Apuração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Valores especiais estimados

A preparação de demonstrações contábeis, de acordo com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia baseada em estimativas faça 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 contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subseqüentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para créditos de liquidação duvidosa, contingências, fornecimento não faturado, realização de impostos e contribuições sociais diferidos, ágio e da recomposição tarifária.

Outros direitos e obrigações

Demais ativos e passivos circulantes e de longo prazo estão atualizados até a data do balanço, quando legal ou contratualmente exigidos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

5. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição do contas a receber:

Consumidores/Concessionárias e Permissionárias	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total		Provisão para créditos de liquidação duvidosa	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	2004	2003	2004	2003
Sector Privado	34.346	20.017	17.178	71.541	76.574	(8.772)	(11.385)
Residencial	9.054	10.472	1.208	20.735	20.154	(1.208)	(358)
Industrial	12.253	2.579	5.966	20.798	19.579	(3.659)	(4.096)
Comercial, serviços e outras	9.280	4.265	5.035	18.579	19.934	(2.107)	(4.711)
Rural	3.759	2.701	4.969	11.429	16.907	(1.798)	(2.220)
Sector Público	10.521	9.728	18.372	38.621	45.023	(3.526)	(13.874)
Poder público	5.006	3.772	8.879	17.657	20.023	(1.284)	(3.029)
Federal	1.398	363	448	2.209	4.536	(438)	(477)
Estadual	1.911	1.961	5.568	9.440	6.450	(319)	(1.387)
Municipal	1.697	1.448	2.863	6.008	9.037	(527)	(1.165)
Iluminação pública	1.925	1.214	3.924	7.063	9.542	(1.738)	(2.577)
Serviço público	3.590	4.742	5.569	13.901	15.458	(504)	(8.268)
PDD confissões de dívidas						(5.714)	(25.566)
PDD outras						1.033	1.391
Fornecimento não faturado	21.614			21.614	18.986		
Subtotal - Consumidores	66.481	29.745	35.550	131.776	140.583	(16.979)	(49.434)
Câmara de Comercialização de Energia							
Elétrica - CCEE				17.765	20.469		
Contratos bilaterais				318			
Revisão tarifária periódica				3.651			
Outros				10.088	10.836		
Total				163.598	171.888	(16.979)	(49.434)
Ativo circulante				(146.124)	(152.998)	16.979	49.434
Ativo realizável a longo prazo				17.474	18.890		

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com a norma do Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. A Companhia efetuou as baixas do Contas a receber de consumidores de valores inferiores a R\$ 5 nos termos da Lei nº 9.430. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

A Companhia reverteu, em junho de 2004, o montante de R\$ 35.989 de provisão para créditos de liquidação duvidosa constituída para o cliente Companhia de Água e Esgotos do Rio Grande do Norte - CAERN, cuja dívida foi repactuada em 30 de março de 2004, no total de 227 parcelas atualizadas anualmente pelo IPCA, e em setembro de 2004, o montante de R\$ 2.231, constituída para o cliente Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN que também teve sua dívida repactuada, no total de 50 parcelas atualizadas anualmente pelo IGP-DI.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Os valores correspondentes às operações junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pela mesma.

As operações realizadas no exercício de 2004 geraram um direito de crédito de R\$ 7.640 dos quais R\$ 7.348 foram efetivamente recebidos.

As operações na CCEE, do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003, após conclusão dos trabalhos da auditoria, geraram um direito de crédito para a COSERN conforme demonstrado a seguir:

	COSERN
Valores a receber	84.238
Atualização monetária	2.802
Valores recebidos	(69.567)
Saldo a receber em 31 de dezembro de 2004	17.473
Valor em litígio judicial	12.038
Valores negociados com os agentes	2.441
Valores não negociados	2.994

Os valores da energia de curto prazo podem estar sujeitos a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movidos por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

Revisão tarifária periódica

A ANEEL, através da Resolução nº 200, de 16 de abril de 2003, estabeleceu os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, e fixou o reposicionamento tarifário provisório em 11,49% a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes.

A Resolução Homologatória nº 101, de 20 de abril de 2004, complementou os resultados da primeira revisão tarifária da Companhia e fixou o reposicionamento tarifário provisório em 14,54%, 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 03 de setembro de 2002 e Nota Técnica nº 178 de 30 de julho de 2003.

A perda ocorrida entre 22 de abril de 2003 e 21 de abril de 2004 foi considerada no reajuste de 2004, na forma de Ajuste da Revisão Tarifária Periódica do ano de 2003 e o seu valor reconhecido como Ativo Regulatório a ser compensado nos 12 meses posteriores ao reajuste tarifário vigente, de acordo com a Resolução Homologatória nº 109, de 20 de abril de 2004. Os valores diferidos e contabilizados em dezembro de 2004 são de R\$ 3.651.

As eventuais variações de receita da "Parcela B", são decorrentes da diferença entre o percentual provisório e o definitivo, e serão corrigidas no reajuste tarifário anual de 22 de abril de 2005.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

6. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se a parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e parcelamento de prestação de serviços.

	Saldos vincendos	Vencidos		Total		PDD Confissões de dívidas	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	2004	2003	2004	2003
Setor público	173.731	2.016	7.209	182.956	140.594	(4.663)	(19.432)
Setor privado	2.342	280	483	3.105	2.728	(1.051)	(6.134)
Total	<u>176.073</u>	<u>2.296</u>	<u>7.692</u>	<u>186.061</u>	<u>143.322</u>	<u>(5.714)</u>	<u>(25.566)</u>
Ativo circulante				<u>(24.571)</u>	<u>(58.737)</u>	<u>5.714</u>	<u>25.566</u>
Ativo realizável a longo prazo				<u>161.490</u>	<u>84.585</u>		

Os parcelamentos de débito compreendem juros e atualizações monetárias, a taxas, prazos e indexadores variáveis e são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.

7. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o “Acordo Geral do Setor Elétrico”, que define os critérios para recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE

	2004	2003
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	130.237	130.237
Remuneração financeira	88.304	60.213
(-) Provisão para ajuste ao valor de realização	(19.986)	(10.602)
(-) Reversão acumulada	<u>(66.650)</u>	<u>(42.102)</u>
Total	131.905	137.746
Ativo Circulante	<u>(28.713)</u>	<u>(22.028)</u>
Ativo Realizável a longo prazo	<u>103.192</u>	<u>115.718</u>
Reversão reconhecida na receita operacional	<u>(24.548)</u>	<u>(20.628)</u>

A Resolução nº 01, de 12 de janeiro de 2004, alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A”, relativos ao período de 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia avaliou a recuperação em função dos prazos e constituiu provisão para perda na realização da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE no valor de R\$ 19.986 (2003, R\$ 10.602).

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A remuneração financeira (atualização monetária do saldo) da RTE vem sendo calculada na Companhia, com base na variação da taxa SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, acrescida de juros de 1% a.a.

Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

	Ativo		Passivo		Resultado	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo	Receita	Despesa
Energia Livre	8.546	25.379	8.545	25.379		
Encargos			(542)	(3.715)		
Transferências	7.735	(7.735)	7.735	(7.735)		
(-) Reversão	(10.053)		(9.305)		(5.884)	
Remuneração financeira		12.767		12.768	6.596	(6.606)
Total em 31 de dezembro de 2004	6.228	30.411	6.433	26.697	712	(6.606)
Total em 31 de dezembro de 2003	4.387	31.540	4.454	29.278	2.257	5.056

A ANEEL, através da Resolução nº 36 de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89 de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,71% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

Em 12 de janeiro de 2004, a ANEEL editou a Resolução nº 01 homologando novo valor da energia livre relativa ao período de 01 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002 e através da Resolução nº 45, de 03 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre, para 19,4527% .

A atualização monetária do saldo de energia livre vem sendo apurada a partir de janeiro de 2003, com base na taxa SELIC, acrescida de juros de 1% a.a.

Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da "Parcela A" (vide nota explicativa nº 9)

A conta de Compensação de variação de valores de itens da "Parcela A" – CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, cuja movimentação é demonstrada a seguir:

	2004	2003
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar de "Parcela A" (homologado)	6.543	6.543
Remuneração financeira	4.987	3.376
Total	11.530	9.919
Realizável a longo prazo	13.596	11.696
Exigível a longo prazo	(2.066)	(1.777)
Efeito no resultado	1.611	1.877

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Realizável a longo prazo	Exigível a longo prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível – CCC	1.297	
Reserva global de reversão – RGR		717
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE	101	
Encargos de conexão no sistema de transmissão		1.349
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.793	
Energia comprada para revenda	8.405	
Total em 31 de dezembro de 2004	13.596	2.066
Total em 31 de dezembro de 2003	11.696	1.777

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da “Parcela A”, referente ao período compreendido entre 01 de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução nº 01, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A”.

Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu, inicialmente, financiamento no valor de R\$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC acrescida de juros de 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

8. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Gestão da Crise de Energia divulgou, em 18 de maio de 2001, um plano de racionamento de energia elétrica, a partir de 01 de junho de 2001, e determinou através da Resolução 117, de 19 de fevereiro de 2002, o término deste programa em 01 de março de 2002.

Em cumprimento a Resolução ANEEL nº 299, de 27 de julho de 2001, a Companhia efetuou os registros contábeis decorrentes deste programa, conforme demonstramos a seguir:

Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL

	2004	2003
Bônus do racionamento	21.789	21.789
Fundo de valores do acréscimo à tarifa ANEEL (Sobretaxa)	(20.683)	(20.683)
Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL	1.106	1.106

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Gastos incrementais com o racionamento a recuperar

Os gastos incrementais que a Companhia incorreu para colocar em prática o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica estão sendo ressarcidos pela ANEEL através do reajuste tarifário de 22 de abril de 2003. Até 31 de dezembro de 2004 foi apropriado o montante de R\$ 3.985 (2003, R\$ 2.423) correspondente a 94%. O prazo estimado para apropriação do saldo remanescente é de 4 meses.

	2004	2003
Valor gasto	5.113	5.113
Ajustes e reclassificações	(873)	(873)
Valor homologado	4.240	4.240
Remuneração financeira		591
Valor apropriado	(3.985)	(2.423)
Saldo a apropriar	255	2.408

Encargo de capacidade emergencial - ECE

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade emergencial, é de R\$ 0,0085 kWh, (Resolução ANEEL nº 496, de 26 de setembro de 2003).

Os valores contabilizados e repassados à CBEE, como encargo tarifário, têm a seguinte composição:

	2004		2003	
	Faturado	Repassado	Faturado	Repassado
Encargo de capacidade emergencial – ECE	27.267	20.099	20.556	14.042

Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEE

A ANEEL, através da Resolução nº 728, de 30 de dezembro de 2003, estabeleceu o valor do encargo de aquisição de energia elétrica, que decorre da utilização de usinas termelétricas emergenciais, devido ao risco do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, no valor de R\$ 0,0046 kWh, o qual foi cobrado temporariamente dos consumidores nos meses de janeiro e fevereiro de 2004, no montante de R\$ 1.000.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

9. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

As variações de custo ocorridas de 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2004, foram reconhecidas no reajuste tarifário de abril de 2004. Os valores correspondentes aos custos de 23 de março de 2004 a 22 de março de 2005 serão considerados no próximo reajuste tarifário.

Composição	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
CVA – 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001 (vide nota explicativa 7)		13.596	13.596		2.066	2.066
CVA – 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2004	8.266	629	8.895	925		925
CVA – 23 de março de 2004 a 22 de março de 2005	12.126		12.126			
Total em 31 de dezembro de 2004	20.392	14.225	34.617	925	2.066	2.991
Total em 31 de dezembro de 2003	5.034	22.414	27.448	4.171	2.419	6.590

10. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas (%)	2004	2003
Bradesco	CDB/CDI	diversos	99% CDI	612	1.005
Banco do Nordeste	CDB/CDI	03/07/2007	99,5% CDI	2.500	
Total				3.112	1.005
Ativo circulante				(612)	(1.005)
Ativo realizável a longo prazo				2.500	

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

11. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia sofreu as retenções e/ou procedeu as antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	2004		2003	
	Ativo circulante	Realizável longo prazo	Ativo circulante	Realizável longo prazo
IRRF swap			1.760	
IR sobre aplicação financeira	4		74	
IR antecipado e do ano	7.319		7.031	
IRPJ exercício anterior			5.152	
IR órgãos públicos	439		92	
	<u>7.762</u>		<u>14.109</u>	
CSLL exercício anterior			2.826	
CSLL antecipada do ano	3.789		3.235	
CSLL órgãos públicos	493		76	
	<u>4.282</u>		<u>6.137</u>	
PIS e COFINS a compensar	2.310		493	
PIS órgãos públicos	63		4	
COFINS órgãos públicos	291		18	
	<u>2.664</u>		<u>515</u>	
Incentivo fiscal ADENE	1.792		2.105	
ICMS a recuperar CIAP	966	10.284	698	9.173
Outros	341		49	
	<u>3.099</u>	<u>10.284</u>	<u>2.852</u>	<u>9.173</u>
Total	<u>17.807</u>	<u>10.284</u>	<u>23.613</u>	<u>9.173</u>

Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado.

O Imposto de renda - IR e a Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

12. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém imposto de renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	2004		2003	
	Base de cálculo	Tributo diferido ativo	Base de cálculo	Tributo diferido ativo
Imposto de Renda	154.585	38.646	231.168	57.792
Prejuízos fiscais	83.385	20.846	90.000	22.500
Diferenças temporárias	71.200	17.800	141.168	35.292
Contribuição Social	93.189	8.387	162.402	14.616
Base negativa	42.711	3.844	48.625	4.376
Diferenças temporárias	50.478	4.543	113.777	10.240
Total		47.033		72.408
Ativo circulante		(13.738)		(2.640)
Ativo realizável a longo prazo		33.295		69.768

Estudos técnicos de viabilidade, aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir.

	2005	2006	2007	2008	Total
Imposto de Renda	10.048	12.753	13.913	1.932	38.646
Contribuição Social	3.690	2.600	2.097		8.387
	13.738	15.353	16.010	1.932	47.033

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado que a mesma opera.

Nos últimos cinco anos a Companhia apresentou lucro tributável.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais combinadas a uma taxa de 34 % em 2004 e 2003.

	2004	2003
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	99.350	62.466
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição social	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	33.779	21.238
Efeitos fiscais dos ajustes que afetam o lucro tributável	(2.302)	(326)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	31.477	20.912

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

13. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349/01.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, as controladas mantêm o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2004 e 2003 são como segue:

<u>Balanco</u>	2004	2003
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	(468.801)	(458.590)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	169.217	179.428
Ativo circulante	(10.100)	(10.210)
Ativo realizável a longo prazo	159.117	169.218
<u>Demonstração do Resultado</u>	2004	2003
Amortização do ágio	30.031	29.776
Reversão da provisão	(19.821)	(19.652)
Crédito fiscal	(10.210)	(10.124)
Efeito líquido no resultado		

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e estão sendo amortizados pelos períodos remanescentes da concessão, desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 474, de 30 de novembro de 2000, conforme demonstrado na tabela a seguir:

<u>Curva de amortização de ágio</u>					
<u>Ano</u>	<u>Fatores</u>	<u>Ano</u>	<u>Fatores</u>	<u>Ano</u>	<u>Fatores</u>
2004	0,04707	2014	0,03741	2024	0,02442
2005	0,04656	2015	0,03575	2025	0,02336
2006	0,04547	2016	0,03430	2026	0,02235
2007	0,04455	2017	0,03289	2027	0,02138
2008	0,04297	2018	0,03153		
2009	0,04118	2019	0,03022		
2010	0,04133	2020	0,02907		
2011	0,03983	2021	0,02784		
2012	0,03842	2022	0,02666		
2013	0,03705	2023	0,02551		

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R\$ 169.217 (2003, R\$ 179.428), que em essência representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

14. ESTOQUE

	2004	2003
Estoque total	6.710	5.479
Imobilizado – imobilizado em curso	(5.979)	(4.763)
Estoque – circulante	731	716

15. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	2004	2003
Ativo regulatório das contribuições para:		
PIS (dezembro de 2003 a dezembro de 2004)	5.892	2.366
COFINS (fevereiro de 2004 a dezembro de 2004)	13.370	
Encargos com renegociação de dívidas	2.539	
Total	21.801	2.366
Ativo circulante	(2.539)	
Realizável a longo prazo	19.262	2.366

Ativo regulatório PIS e COFINS

Refere-se a majoração de alíquotas ocorridas a partir de dezembro de 2003 para o PIS e fevereiro de 2004 para o COFINS que serão, após validação da ANEEL, incorporados a tarifa em prazo a ser definido não superior a três anos. Tais valores são atualizados monetariamente com base na SELIC.

Encargos com renegociações de dívidas

Conforme descrito nas notas explicativas nº 19 e 20 a Companhia concluiu em 2004 a renegociação de suas dívidas de curto prazo tendo sido os custos envolvidos nesse processo rateados pelo prazo de amortizações dos respectivos passivos.

16. OUTROS CRÉDITOS

	2004	2003
Subvenção à baixa renda - tarifa social	4.593	4.065
Devedores diversos	573	1.558
Serviços prestados a terceiros	1.253	1.209
Encargos CBEE	3.027	
Outros	4.994	1.733
Total	14.440	8.655
Ativo circulante	(13.725)	(7.850)
Ativo realizável a longo prazo	715	715

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Subvenção à baixa renda - tarifa social

O Governo Federal, através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional da Companhia.

Através do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, foram definidas as fontes para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no art.1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e conforme o estabelecido no artigo 5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Os valores liberados a título de financiamento, na forma do Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foram totalmente liquidados com a utilização dos recursos da subvenção econômica a fundo perdido, de acordo com o inciso II do art. 1º do Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e cancelados os correspondentes contratos de financiamento.

17. IMOBILIZADO

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte forma:

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2004				2003	
		Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço							
Distribuição	5,35	588.818	(238.319)	350.499	(57.416)	293.083	291.350
Comercialização	18,41	12.352	(8.878)	3.474		3.474	5.676
Administração	13,34	18.459	(9.833)	8.626		8.626	7.250
Subtotal		619.629	(257.030)	362.599	(57.416)	305.183	304.276
Em curso							
Distribuição		41.063		41.063	(26.859)	14.204	9.958
Comercialização		24		24		24	7
Administração		1.432		1.432		1.432	2.797
Subtotal		42.519		42.519	(26.859)	15.660	12.762
Total		662.148	(257.030)	405.118	(84.275)	320.843	317.038

As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997 e nº 044 de 17 de março de 1999, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação por macroatividade/equipamentos principais			
Distribuição	(%)	Comercialização	(%)
Banco de capacitores	6,7	Equipamento geral	10,0
Chave de distribuição	6,7	Edificação	4,0
Condutor do sistema	5,0	Administração	(%)
Estrutura do sistema	5,0	Edificação	4,0
Regulador de tensão	4,8	Veículos	20,0
Medidor	4,0	Intangível	20,0
Transformador	5,0	Equipamento geral	10,0

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Baixa de bens

Em dezembro de 2004, a Companhia efetuou baixa do seu ativo imobilizado no valor de R\$ 9.841, decorrente do levantamento físico efetuado em conformidade com a Resolução ANEEL nº 493, de 03 de setembro de 2002 e Nota Técnica 178 de 30 de julho de 2003.

Bens vinculados à concessão

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 distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em atendimento às disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e na Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o ativo imobilizado os seguintes valores:

	Distribuição	
	2004	2003
Juros contabilizados	61.096	78.998
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(17)	(36)
Efeito líquido no resultado	61.079	78.962

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

A composição dessas obrigações é a seguinte:

	2004	2003
Participação da União	1.479	1.479
Participação dos Estados	4.168	4.166
Participação dos Municípios	3.762	2.638
Participação do consumidor	66.431	65.280
Outras subvenções	8.435	2.109
Total	84.275	75.672

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Universalização

A ANEEL, através da Resolução nº 223 de 29 de abril de 2003, alterada pela Resolução nº 52 de 25 de março de 2004, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos com menor índice de eletrificação e limitou esses atendimentos apenas a novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), com carga instalada de até 50 KW.

A Companhia submeteu à ANEEL para aprovação o Plano de Universalização de Energia Elétrica, elaborado em conformidade com o que preceitua a legislação a ser implementado no período de 01 de janeiro até 31 de dezembro de 2004, de acordo com o artigo 6º da Resolução nº 223/03. Os demais planos de universalização da Companhia, deverão ser entregues à ANEEL, conforme cronograma constante da referida Resolução Normativa, juntamente com as propostas de atendimentos que poderão se estender até 2013.

O Plano de Universalização para o período 2005-2008, juntamente com os ajustes no plano 2004, foram enviados à ANEEL dentro dos prazos previstos (setembro 2004). Vale destacar que, na elaboração dos citados planos, foi considerada a compatibilização com o Programa Luz Para Todos.

Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa LUZ PARA TODOS, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

De acordo com o artigo 2º do Decreto, os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Reserva Global de Reversão - RGR, instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, Municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

A Portaria ANEEL nº 38, de 09 de março de 2004, aprovou o Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no Programa.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em maio de 2004 foi firmado um Termo de Compromisso entre a União (Ministério das Minas e Energia), o Estado do Rio Grande do Norte e a COSERN, com a interveniência da ANEEL e da ELETROBRÁS, para o estabelecimento das premissas relativas a implantação do Programa LUZ PARA TODOS, na área de concessão da COSERN, propiciando o atendimento de 30.095 novos consumidores no meio rural no período 2004-2008. Neste instrumento, são definidas as metas anuais de atendimento e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos.

A origem dos recursos para a realização do Programa ficou assim definida:

- 15% - Participação financeira da concessionária;
- 15% - Financiamento com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR;
- 50% - Subvenção econômica com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE;
- 20% - Participação financeira do Estado.

A Companhia é signatária dos seguintes contratos no âmbito do Programa LUZ PARA TODOS:

Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção - ECFS nº 03/2004, assinado em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R\$ 4.718 a título de financiamento, com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, e de R\$ 15.726 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para atendimento de 9.180 famílias.

Contratos de Concessão de Subvenção Econômica - UPP's 29 a 32/2004, assinados em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R\$ 456 a título de subvenção econômica, com recursos do Uso de Bem Público - UBP e multas, para atendimento de 106 famílias.

18. FORNECEDORES

	2004	2003
Fornecedores de energia elétrica	37.989	30.034
Fornecedores de energia elétrica - CCEE		739
Materiais e serviços	12.926	7.285
Total	50.915	38.058

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo prazo	2004	2003
Moeda nacional					
Banco do Brasil	317	2.673	36.176	38.849	47.546
Eletrobrás		1.471	9.611	11.082	9.157
BNDES FINEM	198	12.727	31.817	44.544	55.248
BNDES Emergencial	827	10.054	89.192	99.246	106.578
Itaú	1.368		35.000	35.000	1.188
BNB			23.970	23.970	
Unibanco	2.536	18.286	25.000	43.286	
Westlb	10	10.635		10.635	
HSBC	43	5.000		5.000	
Bankboston					10.000
Fibra					5.000
Total moeda nacional	5.299	60.846	250.766	311.612	234.717
Moeda estrangeira					
Banco do Brasil					
Westlb					63.562
Itaú					57.784
Bradesco/BBV					21.715
Santander					28.892
Total moeda estrangeira					171.953
Subtotal					406.670
Operações com Swap					27.977
Total	5.299	60.846	250.766	311.612	434.647

A Companhia concluiu em 2004, as negociações do alongamento de suas dívidas a serem liquidadas no curto prazo.

Condições contratuais dos empréstimos em 31 de dezembro de 2004:

Fonte	Moeda	Data de assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
BANCO BRASIL	R\$	30/03/1994	Refinanciamento de dívida com BNDES	IGPM + 10,236% a.a.	2014
BANCO BRASIL	R\$	30/03/1994	Refinanciamento de dívida com Eletrobrás	TJLP + 10,236% a.a.	2014
ELETROBRÁS	R\$	DIVERSAS	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de transmissão e aquisição de medidores.	6 a 9 % a.a.	2016
BNDES/FINEM	R\$	01/06/2000	Investimento sistema transmissão/Distribuição	TJLP + 4,5% a.a.	2008
BNDES/Emergencial	R\$	14/02/2002	Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica	SELIC + 1% a.a.	2010
BNB	R\$	23/12/2004	Investimentos nos sistemas de linhas e redes	14% a.a.	2013
ITAÚ	R\$	14/10/2004	Capital de Giro	CDI + 2,5% aa.	2007
WESTLB	R\$	14/09/2004	Capital de Giro	CDI + 2,25% aa.	2005
HSBC	R\$	15/12/2004	Capital de Giro	CDI + 1,8% a.a.	2005
UNIBANCO	R\$	02/08/2004	Capital de Giro	CDI + 2,25% a.a.	2005
UNIBANCO	R\$	29/09/2004	Capital de Giro	CDI + 2,25% a.a.	2007

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da controladora. No que se refere ao BNDES, vinculado a Recomposição Tarifária, 4,42% do faturamento mensal.

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

	2003			
	Em moeda de origem (mil)	Em milhares de reais	%	
<u>Moeda estrangeira</u>				
Dólar norte-americano	62.066	179.321	100,00	
lenc				
Total		179.321	100,00	
Principal		171.953		
Encargos		7.368		
	2004		2003	
	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
<u>Moeda nacional</u>				
REAL	23.970	7,56		
UFIR	10.427	3,29	3.171	1,30
FINEL	655	0,21	1.400	0,57
IGP-M	34.451	10,87	37.192	15,24
TJLP	49.457	15,61	60.280	24,71
CDI	97.879	30,89	34.552	14,16
SELIC	100.072	31,57	107.411	44,02
Total	316.911	100,00	244.006	100,00
Principal	311.612		234.717	
Encargos	5.299		9.289	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003:

<u>Moeda/Indexador</u>	Variação %	
	2004	2003
lenc	(4,31)	(9,30)
Dólar norte-americano	(8,13)	(18,23)
Índice Geral de Preços Mercado – IGP – M	12,41	8,71
FINEL	2,48	1,70
TJLP	8,17	11,50
CDI	16,17	23,25
Taxa de Referência – TR	1,82	4,65
SELIC	16,25	26,69

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

Cronograma de pagamento	2004	2003
2005		37.934
2006	36.802	39.352
2007	96.849	30.738
2008	30.181	21.878
2009	27.922	21.627
Após 2009	59.012	28.360
Total	250.766	179.889

Mutações de empréstimos e financiamentos	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Saldo em 31 de dezembro de 2002	127.093	182.307	84.355	148.399
Ingressos	67.144	567	25.611	
Encargos	50.415	5.137	20.311	
Variação monetária e cambial	(193)	3.391	(19.409)	(24.683)
Transferências	11.513	(11.513)	123.716	(123.716)
Amortizações	(191.855)		(55.263)	
Saldo em 31 de dezembro de 2003	64.117	179.889	179.321	
Ingressos	200.922	92.123		
Encargos	42.241	2.662	10.458	
Variação monetária e cambial	1.858	4.420	871	
Transferências	28.328	(28.328)	(33.297)	
Amortizações	(271.321)		(157.353)	
Saldo em 31 de dezembro de 2004	66.145	250.766		

20. DEBÊNTURES

Debêntures	Encargos da dívida	Principal		Total
		Circulante	Longo prazo	
2ª Emissão	1.960	6.800	113.200	121.960

A Assembléia Geral Extraordinária da COSERN, realizada em 05 de maio de 2004, deliberou a realização da segunda emissão pública de 1.200 (mil e duzentas) debêntures simples, não conversíveis em ação, nominativas-escriturais, da espécie com garantia real, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 100, perfazendo o montante total de R\$ 120.000, com data de emissão em 01 de junho de 2004 e prazo de vencimento de 4 anos contados da data da emissão. As Debêntures são garantidas por penhor de direitos creditórios de titularidade da Emissora, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora ou detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores dos pagamentos das contas de fornecimento de energia elétrica, nos termos do Instrumento de Constituição de Penhor.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O valor nominal das Debêntures será remunerado pela variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, (Taxa DI), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculados e divulgados pela CETIP, capitalizada de um spread de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o valor nominal das Debêntures, a partir da data da emissão, e pagos ao final de cada período de capitalização.

A emissão e a concessão da garantia aos Debenturistas foram aprovadas pela ANEEL através do Ofício 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004, e registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº CVM/SER/DEB/2004/025 em 19 de agosto de 2004.

As Debêntures foram subscritas e integralizadas no dia 16 de setembro de 2004, pelo seu valor nominal, acrescido de Juros Remuneratórios (CDI + 2,5%a.a), calculados pro rata temporis, desde a data de emissão até a data da efetiva subscrição.

A 2ª emissão de debêntures da Companhia, classificada no circulante e exigível a longo prazo, prevê manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas demonstrações findas em 31 de dezembro de 2004, a Companhia atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	2004
2006	33.400
2007	49.800
2008	30.000
Total	113.200

21. TAXAS REGULAMENTARES

	2004	2003
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	586	1.031
Quota de Consumo de Combustível – CCC	2.225	
Conta de desenvolvimento energético - CDE	332	225
Encargo de Capacidade Emergencial - ECE	2.909	3.059
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEE	(58)	
Taxa de Fiscalização – ANEEL	105	89
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	3.110	1.150
Total	9.209	5.554

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

22. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2004	2003
ICMS	12.126	9.329
IR de distribuição de lucros	958	1.823
Imposto de renda – Pessoas física e jurídica	53	44
IPTU	2	195
ISS	128	90
INSS	655	567
FGTS	162	149
COFINS	5.587	2.218
PIS	1.213	1.220
CIDE – assistência técnica		6
Outros	268	95
Total	21.152	15.736

23. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos, calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária e reposicionamento tarifário. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições serão verificados no momento da realização dos eventos mencionados.

	2004	2003
Imposto de renda	33.889	37.086
Contribuição social sobre RTE	12.200	13.351
Contribuição social sobre CMC		1.309
PIS	2.791	3.450
COFINS	12.858	6.272
Total	61.738	61.468
Passivo circulante	(11.606)	(7.551)
Passivo exigível a longo prazo	50.132	53.917

24. PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL - REFIS

A Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, entre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O débito consolidado está sendo pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em abril de 2000, atualizadas pela variação da TJLP, das quais já foram liquidadas 57 parcelas. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

	Débito consolidado
IRPJ	4.058
INSS	7.011
COFINS	3.790
Subtotal	14.859
(-) Compensação com créditos fiscais	(6.947)
Total do débito consolidado	7.912
Atualização com base na TJLP até 31/12/2003	2.270
Amortização no período de 01/04/2000 a 31/12/2003	(7.464)
Total do débito consolidado em 31/12/2003	2.718
Passivo circulante	(2.309)
Exigível a longo prazo	409
Atualização com base na TJLP de 01/01/2004 a 31/12/2004	188
Amortização no período de 01/01/2004 a 31/12/2004	(2.264)
Total do débito consolidado em 31/12/2004	642
Passivo circulante	(642)
Exigível a longo prazo	

25. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.

O Conselho de Administração decidiu pagar juros sobre o capital próprio aos seus acionistas, os quais estão demonstrados da seguinte forma:

Deliberação	Valor deliberado	Valor por ação	
		ON	PNA e B
<u>2004</u>			
RCA de 13 de julho de 2004	15.500	0,0901651	0,0991816
RCA de 10 de novembro de 2004	21.000	0,1221592	0,1343751
RCA de 10 de dezembro de 2004	8.500	0,0494454	0,0543899
	45.000		
<u>2003</u>			
RCA de 29 de dezembro de 2004	16.271	0,0968085	0,0968085

Os juros sobre o capital próprio são considerados ao final do exercício para cômputo do dividendo mínimo obrigatório.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 29 de março de 2004, deliberou o pagamento de dividendos a partir da reserva de lucros no montante de R\$ 82.767, o que corresponde a R\$ 0,4814658 por ação ON e R\$ 0,5296124 por ação PN.

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 20 de novembro de 2004, deliberou o pagamento de dividendos intermediários no montante de R\$ 47.037. O Conselho de Administração da Companhia encaminhou à Assembléia Geral Ordinária proposta de distribuição de dividendos complementares no montante de R\$ 15.192.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios do exercício é como segue:

	2004	2003
<u>Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado</u>		
Ações ordinárias	46.967	29.181
Ações preferenciais classe "A"	8.205	5.098
Ações preferenciais classe "B"	7.057	4.384
Total	62.229	38.663
<u>Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado</u>		
Lucro líquido do exercício	112.873	57.825
Constituição da reserva legal	(5.644)	(2.891)
Amortização do ágio incorporado	30.031	29.776
Reversão da provisão para manutenção do patrimônio líquido	(19.821)	(19.652)
Benefício fiscal da amortização do ágio incorporado	(10.210)	(10.124)
Base de cálculo do dividendo	107.229	54.934
<u>Dividendos mínimos obrigatórios</u>	26.807	13.733
<u>Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos e propostos</u>		
Dividendos – R\$ 0,1809977 por ação ON e R\$ 0,1990975 PN (2003, R\$ 0,2249073 por ação ON e R\$ 0,2473980 por ação PN)	62.229	38.663
Juros sobre o capital próprio – R\$ 0,0872566 por ação ON e R\$ 0,0959822 por ação PN (2003, R\$ 0,0968085 por ação ON e PN)	45.000	16.271
Total bruto	107.229	54.934
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio - 15%.		
Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.	(5.070)	(1.823)

Em atendimento ao Aviso aos Acionistas publicado pela COSERN, em 29 de julho e 12 de novembro de 2004, a Neoenergia S.A. solicitou a não retenção do Imposto de Renda na Fonte, no valor de R\$1.677, incidente sobre os valores de juros sobre o capital próprio a receber. Conforme entendimento da Secretaria da Receita Federal, emanado pelo Parecer Normativo nº 01, de 24 de setembro de 2002, a Neoenergia S.A. na figura de contribuinte efetivo do imposto de renda devido sobre a importância recebida a título de juros sobre o capital próprio, ofereceu o valor à tributação, considerando-os na apuração do lucro real na data de seu reconhecimento efetivo do crédito, 30 de julho, 30 de novembro e 30 de dezembro de 2004.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A formação dos saldos em 31 de dezembro é como segue:

Em 31 de dezembro de 2002	38.276
Dividendos e Juros sobre o capital próprio:	
Pagos	(33.230)
Declarados	16.271
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	(1.823)
Proposta de dividendos à Assembleia Geral Ordinária	38.663
Em 31 de dezembro de 2003	58.157
Dividendos e Juros sobre o capital próprio:	
Pagos	(173.162)
Declarados	174.804
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	(5.070)
Proposta de dividendos à Assembleia Geral Ordinária	15.192
Em 31 de dezembro de 2004	69.921

26. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

Contingências	2004			2003		
	Valor da provisão		Depósitos judiciais	Valor da provisão		Depósitos judiciais
	No exercício	acumulada		No exercício	acumulada	
Trabalhistas	2.052	9.032	7.228	3.089	9.834	7.742
Cíveis						
Clientes – Plano Cruzado		2.607	679	1.099	2.607	221
Indenização por perdas	192	4.713			4.907	
Eletroplessão		3.278			3.278	
Outras	12	2.564		2.136	2.576	
Subtotal	204	13.162	679	3.235	13.368	221
Fiscais						
COFINS		1.599			1.465	
ICMS	(1.156)	1.514				
INSS		1.001			933	
IR		427	1.890	(152)	3.184	1.890
CSLL					1.823	
Outras	21	1.191	407	(601)	1.497	404
Subtotal	(1.135)	5.732	2.297	(753)	8.902	2.294
Total	1.121	27.926	10.204	5.571	32.104	10.257
Circulante		(13.609)			(17.951)	
Longo prazo		14.317	10.204		14.153	10.257

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas movidas contra a Companhia envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras.

Cíveis

Cientes - Plano Cruzado

A Companhia é ré em demandas judiciais nas quais alguns consumidores industriais questionam a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteiam a restituição de valores envolvidos. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras companhias obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face a eventuais contingências advindas desses pleitos, a Companhia possui provisões constituídas no montante R\$ 2.607 (2003, R\$ 2.607) relacionado com o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986 dos consumidores industriais, acrescido dos encargos moratórios, cujos montantes são considerados suficientes.

Indenização por perdas, Eletroplessão e outras cíveis.

Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais, de pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia é ré, envolvendo danos morais e materiais.

Fiscais

Fiscais - INSS

Referem-se a autuações da Companhia na condição de contribuinte solidário na contratação de serviços de empreiteira. A Companhia vem acionando as empreiteiras para comprovação do recolhimento e conseqüente baixar os autos. Não existem riscos à integridade do REFIS.

Outras fiscais

Existem processos de natureza fiscal, envolvendo COFINS, ICMS e Imposto de renda sobre lucro inflacionário de 1999, que estão em curso para os quais a opinião dos consultores jurídicos com relação às causas possíveis totalizam R\$ 4.731 (2003, R\$ 7.969).

A Administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir possíveis perdas com tais causas.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

27. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	2004	2003
Empréstimo compulsório	104	480
Taxa de iluminação pública - TIP	3.237	2.661
Depósito judicial Neoenergia	1.459	1.459
Outros	1.263	1.795
Total	6.063	6.395
Circulante	(3.469)	(3.826)
Exigível a longo prazo	2.594	2.569

28. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O Capital social totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 é de R\$ 140.413. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total	
	Única	%	A	%	B	%		
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Neoenergia S.A.	39.678	30,6	2.749	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S.A.	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.607	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurada prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada, ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "A" e "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

Incentivo Fiscal Imposto de Renda - ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto 3.000/99. Por conta disso, a Companhia formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais através do Laudo Constitutivo nº 0038/2002 – ADENE, emitido em 03 de julho de 2002.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Companhia apurou em 2004 o valor de R\$ 1.792 (2003, R\$ 2.105) de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 25% (2004) e 37,50% (2003) do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

Reserva Especial de Ágio

Essa reserva representa a formação da reserva especial do ágio como resultado da reestruturação societária da sociedade que gerou o reconhecimento do crédito fiscal diretamente ao patrimônio líquido. (vide nota explicativa nº 13).

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

Reserva de Retenção de Lucros

A constituição da reserva de retenção de lucros visa fazer face aos investimentos futuros da Companhia.

29. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R\$	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Consumidores:						
Residencial	730.901	702.581	898.157	849.153	229.936	192.565
Industrial	4.439	4.370	886.560	864.721	169.476	139.217
Comercial	59.098	56.437	505.972	475.572	148.856	121.299
Rural	29.880	27.891	306.571	312.638	41.855	38.170
Poder Público	9.407	9.467	154.477	146.099	46.728	38.582
Iluminação Pública	2.571	1.957	121.732	117.996	19.924	18.583
Serviço Público	1.342	1.307	181.062	191.693	35.315	30.417
Consumo próprio	90	94	5.878	6.019	1.818	
Encargos de capacidade emergencial-ECE					27.267	20.556
Encargo de aquisição de energia emergencial-EAEE					1.000	
Suprimento	1	1	163	735	4	304
Fornecimento não faturado					2.628	3.029
Subtotal	837.729	804.105	3.060.572	2.964.626	724.807	602.722
Recomposição tarifária (realização)					(24.548)	(20.628)
Receita (reversão) recomposição revisão tarifária					3.651	
Energia livre (realização)					(5.884)	(4.159)
Disponibilização sistema transmissão e distribuição					6.704	493
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e contratos bilaterais			208.058	29.810	8.698	146
Subvenção à baixa renda - tarifa social					24.487	23.357
Outras receitas					10.133	7.994
Total	837.729	804.105	3.268.630	2.994.436	748.048	609.925

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Reajuste tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução 109, de 20 de abril de 2004, fixou o reajuste tarifário da COSERN em 15,11%, a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes, a partir de 22 de abril de 2004.

30. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE E CONTRATOS BILATERAIS

Nos exercícios de 2004 e 2003 a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e através de contratos bilaterais conforme demonstrado a seguir:

Compra	2004		2003	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE (*)	11.892	221	38.397	994
Ajustes	1.632	15	(15)	(2)
Total	13.524	236	38.382	992

(*) compra referente aos mês de abril de 2004. (2003, meses de janeiro, maio, agosto, outubro, novembro e dezembro - estimado)

Venda	2004		2003	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE (*)	158.560	7.640	30.133	176
Ajustes	110	1	(323)	(30)
Subtotal	158.670	7.641	29.810	146
Contratos bilaterais	49.388	1.057		
Total	208.058	8.698		

(*) venda estimada referente aos mês de dezembro de 2004. (2003, meses fevereiro, março, abril, junho, julho e setembro)

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Os montantes de receitas/despesas, faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, foram informados pela CCEE e referendados pela Companhia.

31. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	2004	2003
Aluguel	2.191	23
Renda da prestação de serviços	5.981	2.759
Serviço taxado	1.382	1.332
Obra terceiros	460	3.181
Outras receitas	119	699
Total	10.133	7.994

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

32. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	2004	2003
Receita Operacional Líquida	543.717	467.557
Custo e despesas operacionais		
Pessoal	(37.281)	(33.407)
Administradores	(1.575)	(2.357)
Entidade de previdência privada	(1.379)	(1.114)
Material	(5.572)	(5.298)
Serviço de terceiros	(31.663)	(34.716)
Quota para conta consumo combustível - CCC	(20.222)	(16.365)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(4.294)	(2.130)
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	(1.207)	(920)
Energia elétrica comprada para revenda	(195.423)	(173.033)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(50.441)	(33.672)
Energia livre - reversão	(10)	-
Depreciação e amortização	(34.485)	(32.180)
Tributos	(3.193)	(4.091)
Provisões operacionais (líquida de reversões)	27.988	(30.769)
Pesquisa e desenvolvimento	(3.103)	(1.438)
Outras	(10.859)	(1.102)
	<u>(372.719)</u>	<u>(372.592)</u>
Resultado do serviço	<u>170.998</u>	<u>94.965</u>

Despesa com pessoal	2004	2003
Remunerações	15.064	13.203
Encargos sociais	7.025	5.904
Auxílio alimentação	1.589	1.157
Convênio assistencial e outros benefícios	7.069	5.399
Incentivo à aposentadoria e PDV	494	241
Contencioso trabalhista	2.770	6.353
Participação nos resultados	3.974	1.462
Encerramento de ordem	64	179
(-) Transferências para imobilização em curso	(768)	(491)
Total	<u>37.281</u>	<u>33.407</u>

Energia elétrica comprada para revenda	2004		2003	
	R\$	MWh (1)	R\$	MWh (1)
CHESF	211.289	3.790.296	172.473	3.454.153
SAELPA	165	2.502	200	3.716
GCS	1.355	11.437	1.339	13.855
Compras no CCEE	221	11.892	994	38.397
Crédito PIS/COFINS	(18.406)			
Parcela A - energia	784			
Ajustes	15		(1.973)	
Total	<u>195.423</u>	<u>3.816.127</u>	<u>173.033</u>	<u>3.510.121</u>

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Encargos do uso do sistema de transmissão	2004	2003
CHESF	12.127	7.405
Outros	38.314	26.267
Total	50.441	33.672
Provisões operacionais (líquida de reversões)	2004	2003
Provisão (reversão) para crédito de liquidação duvidosa	(26.867)	36.340
Provisão (reversão) da provisão para contingência - líquida	(1.121)	(5.571)
Total	(27.988)	30.769
Depreciação e amortização	2004	2003
Quota de depreciação no exercício	34.634	32.249
(-) Depreciação transferida para ordens em curso	(149)	(69)
Total	34.485	32.180
Outras despesas operacionais	2004	2003
Arrendamentos e aluguéis	167	184
Seguros	192	189
Doações e contribuições	566	665
Recuperação de despesa	(631)	(1.364)
Publicações e avisos de desligamentos	588	682
Organismo representativo	470	494
Despesas de viagem	785	681
Consumo próprio de energia elétrica	11	(2)
Encerramento de ordem em curso	17	344
Legais e judiciais	774	1.293
Perdas operacionais		(6.814)
Eventos	301	192
Indenização de danos elétricos	332	315
Desembolso a compartilhada	5.174	
Outros	2.113	4.243
Total	10.859	1.102

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

33. OPERAÇÕES COM EXPORTAÇÃO

A Companhia efetuou operação com exportação de "commodities" agrícolas para fins de captação de recursos, conforme estabelecido no contrato Pre-Export Financing Agreement firmado com o Banco Itaú Europa S.A. Com base no contrato, a Companhia negocia com o Itaú Europa adiantamento de recursos correspondente ao preço de compra dos produtos a serem exportados, conforme contrato de compra e venda de mercadorias para exportação, assinado com a Cargil Agrícola S.A. O valor do adiantamento mais juros será pago em seis parcelas semestrais, envolvendo o embarque das "commodities" agrícolas.

Os valores estão demonstrados a seguir:

	2004	2003
Receita com exportação	127.113	4.723
Custo de exportação	(129.475)	(4.739)
Efeito líquido da operação	<u>(2.362)</u>	<u>(16)</u>

O resultado da operação é decorrente exclusivamente da variação cambial sobre o prêmio de exportação das commodities.

34. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	2004	2003
Ganho na desativação/alienação de bens e direitos	24	719
Perda na desativação de bens e direitos (vide Baixa de bens, nota explicativa nº 17)	(11.711)	(1.751)
Outras (despesas) receitas não operacionais	20	(11)
Total	<u>(11.667)</u>	<u>(1.043)</u>

35. PARTICIPAÇÕES NOS RESULTADOS

A Companhia possui um programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, baseado nos objetivos operacionais e financeiros previamente estabelecidos com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2004 foi de R\$ 3.974 (2003, R\$ 1.462).

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

36. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Transações Partes relacionadas	Natureza da operação.	2004			2003		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia	Pessoal					6	(66)
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários						
IBERENER	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		708				
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado		53	(595)		41	(504)
IBENBRASIL (b)	Serviço de Engenharia					77	(3.251)
Tracol Serv. Elétricos S/A	Manutenção/recuper. de equipamentos						(375)
Termoaçu S/A	Valores a receber	27		15	181		23
NC Energia (c)	Valores a pagar		220	(1.358)		210	(840)
NC Energia (d)	Serviços de consultoria		17	(222)		17	(201)
Celpe	Serviços compartilhados (e)		26			22	
	Material/serviço	41	1	167			43
	Total Celpe	41	27	167		22	43
Coelba	Serviços compartilhados (e)		1.107			1.117	
	Material/serviço		9	250	4	21	(66)
	Uso da rede		11	(88)		9	(74)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		36.779			40.471	
	Total Coelba		37.906	162	4	41.618	(140)
Neoenergia	Venda da Termoaçu (f)				127.294		
	Prestação de contas						19.043
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		13.795			13.711	
	Total Neoenergia		13.795		127.294	13.711	19.043
Fasern (g)	Contrato de mútuo					1.536	254

- (a) Amara Brasil - Contrato nº 44113998, vigência de 16/12/1998 até 15/05/2005. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.
- (b) Ibenbrasil - Contrato nº 4600004918, vigência de 01/09/2003 até 31/08/2006, corrigido a cada 12 meses com base até o Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas, Serviços de Consultoria, Coluna 39, Série A0157980 da revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas.
- (c) NC Energia - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 01/10/2002 até 30/11/2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na data de revisão do reajuste tarifário.
- (d) NC Energia - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 01/01/2003 até 31/12/2005. O mesmo será atualizado anualmente.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(e) Serviços compartilhados - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 05 de outubro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :

- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
- otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco;
- atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 04 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A Companhia vem adotando providências no sentido de atender a recomendação da ANEEL, já tendo realizado alterações no modelo que corresponderam à criação de estruturas organizacionais independentes em cada empresa, para as funções de: Regulação, Engenharia Básica e Normalização, Marketing e Riscos e Seguros. Ao mesmo tempo, firmou-se o compromisso de elaborar estudos para, dentro de prazo pré-determinado, efetivar a adequação das atividades de Informática e Suprimentos, com operações e atuações independentes mas de maneira sinérgica. Dessa forma, novos modelos para essas funções deverão ser implementados no primeiro semestre de 2005.

- (f) Neonenergia - Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, sendo o saldo corrigido pela Taxa DI Over, constituído em 31 de março de 2003.
- (g) Fasern – Contrato nº 09/94, vigência até 1 de setembro de 2004, atualizado pela TR+ 6% a.a.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

37. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Considerações gerais

A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

A Administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes, com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

As contas e títulos a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$ 213.388 (2003, R\$ 152.311), líquido da provisão para crédito de liquidação duvidosa. Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilitam a previsão dos prazos de recebimento.

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, restrito às concessionárias de serviço público de energia elétrica, estão compatíveis com o valor de tais operações, não sendo praticável descontá-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida.

Fatores de risco

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 consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco, e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores, o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Moeda estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possuía em 31 de dezembro de 2003, operações de "swap" cambial no valor nominal total contratado de R\$ 164.990, representando aproximadamente 96% do endividamento em moeda estrangeira.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2004 a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 4.635 (2003, R\$ 62.083).

No exercício de 2004 todas as operações de swap foram liquidadas, assim como os empréstimos em moeda estrangeira.

Risco de Taxa de Juros

Este 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. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamento e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida (vide notas explicativas nº 19 e 20).

38. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN – FASERN, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (das patrocinadoras e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de corresponsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 9,90% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 4,99% às contribuições normal e de risco e 2,01% à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A partir de março de 1999, a FASERN passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de Contribuição Definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características, o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,17% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 3,60% à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,86% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81% à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	FASERN	
	2004	2003
Custo do imobilizado em curso	271	241
Despesas operacionais	1.379	1.114
Total	1.650	1.355

Operações com as Fundações

A Companhia mantinha contrato de mútuo com a Fundação, liquidado em 03 de setembro de 2004, para controle das dívidas dentro dos limites estabelecidos pela legislação vigente à época, e estabelecimento das condições para remuneração e amortização da dívida, compatíveis com as práticas de mercado.

	FASERN
	2003
Crédito de curto prazo	1.536

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método do crédito unitário projetado, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

O parecer atuarial da FASERN, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação, em 31 de dezembro de 2004 e 2003 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Planos de Benefício Definido	FASERN	
	2004	2003
Valor justo dos ativos do Plano	63.585	54.102
Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	(46.719)	(45.660)
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer		(41)
Ativo Líquido (Status de cobertura do plano)	16.866	8.401
Ganho atuarial não reconhecido	(9.723)	(2.690)
Ativo Líquido para a Empresa	7.143	5.711

Os superávits apresentados no plano previdenciário de benefício definido da FASERN minimizam o risco de eventual passivo atuarial futuro para a Companhia. A realização e registro contábil dos superávits não têm previsão na legislação atual.

Custo esperado do Plano Previdenciário de Benefício Definido	FASERN	
	2004	2003
Custo dos juros	4.680	4.680
Retorno dos investimentos	(4.094)	(5.540)
Ativo Líquido	586	(860)

Principais premissas atuariais	FASERN	
	2004	2003
Taxa de desconto	10,24	10,24
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do plano	10,24	10,24
Taxa de crescimento salarial	6,08	6,08
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,00	4,00
Fator de capacidade do benefício/salário	98,00	100,00

39. SEGUROS

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia, está demonstrada a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância Segurada	Prêmio
Riscos nomeados – Subestações e Usinas	31/12/2004	57.250	84
Riscos nomeados – Imóveis próprios e locados	31/12/2004	18.868	36
Responsabilidade Civil Geral – RC Operações	31/12/2004	1.800	69

Os seguros da Companhia são contratados conforme a respectiva política de gerenciamento de riscos e seguros vigente.

Riscos nomeados – subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Têm cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra danos elétricos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros) e almoxarifados - com respectivos conteúdos, cobertura securitária básica de incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza.

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais e/ou industriais da Companhia. O limite máximo a indenizar por evento é de R\$ 1.200; o limite agregado é de R\$ 1.800.

40. LEILÃO DE ENERGIA (ITEM NÃO AUDITADO)

Atendendo as regras de comercialização estabelecidas no Decreto nº 5.163/2004, em 07.12.2004, foi realizado o Leilão de Energia de Empreendimentos Existentes, onde a COSERN adquiriu 264,10 MW médios ao preço médio de 57,51 R\$/MWh, para suprimento de 2005/2012; 144,02 MW médios ao preço de 67,33 R\$/MWh, para suprimento de 2006/2013; e 19,99 MW médios ao preço de 75,46 R\$/MWh, para suprimento de 2007/2014.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

41. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE – NÃO AUDITADA

A composição do resultado da COSERN segregado por atividade é a seguinte:

	Distribuição/ Comercialização	Não vinculadas à concessão	Total
	R\$ mil		
Fornecimento de energia elétrica	696.540		696.540
Suprimento de energia elétrica - CCEE	8.698		8.698
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	6.704		6.704
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	24.487		24.487
Reversão da receita recomposição tarifária do racionamento	(24.548)		(24.548)
Reversão da receita energia livre racionamento	(5.884)		(5.884)
Receita recomposição revisão tarifária - líquida	3.651		3.651
Encargos CBEE	28.267		28.267
Outras receitas operacionais	10.123	10	10.133
Receita operacional	748.038	10	748.048
ICMS	(115.706)		(115.706)
PIS	(8.818)		(8.818)
COFINS	(45.229)		(45.229)
ISS	(92)		(92)
Quota para reserva global de reversão - RGR	(6.219)		(6.219)
Encargo capacidade emergencial - ECE	(27.267)		(27.267)
Encargo de aquisição de energia elétrica emergencial - EAEE	(1.000)		(1.000)
Deduções da receita operacional	(204.331)	-	(204.331)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	543.707	10	543.717
Custo do serviço de energia elétrica	(312.681)	-	(312.681)
Custo com energia elétrica	(245.874)	-	(245.874)
Energia elétrica comprada para revenda	(195.423)		(195.423)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(50.441)		(50.441)
Energia livre racionamento	(10)		(10)
Custo de operação	(66.807)	-	(66.807)
Pessoal	(19.378)		(19.378)
Entidade de previdência privada	(650)		(650)
Material	(4.274)		(4.274)
Serviços de terceiros	(12.373)		(12.373)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC	(20.222)		(20.222)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(4.294)		(4.294)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	(1.207)		(1.207)
Depreciação e amortização	(30.145)		(30.145)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)	26.867		26.867
Tributos	(162)		(162)
Outros custos	(969)		(969)
Custo de serviço prestado a terceiros	(520)		(520)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	230.506	10	230.516

- continua -

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- continuação -

	Distribuição/ Comercialização	Não vinculadas à concessão	Total
	R\$ mil		
Despesas operacionais	(59.518)	-	(59.518)
Despesas com vendas	(22.761)		(22.761)
Despesas gerais e administrativas	(36.757)		(36.757)
Resultado do serviço	170.988	10	170.998
Receitas (despesas) financeiras	(12.660)	(2.321)	(14.981)
Renda de aplicações financeiras	220		220
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	26.094		26.094
Remuneração financeira recomposição tarifária	28.091		28.091
Variação cambial e monetária (líquidas)	11.941	(2.362)	9.579
Resultado de swap	(4.635)		(4.635)
Encargos de dívida (líquido de R\$ 17 (2003 R\$ 36), transferido para custo obra - nota 18)	(61.079)		(61.079)
Outras (receitas) despesas financeiras	(13.292)	41	(13.251)
Juros sobre o capital próprio	(45.000)		(45.000)
RESULTADO OPERACIONAL	113.328	(2.311)	111.017
Receita não operacional	85		85
Despesa não operacional	(11.752)		(11.752)
Resultado não operacional	(11.667)	-	(11.667)
LUCRO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA	101.661	(2.311)	99.350
Imposto de renda e contribuição social - corrente			2.969
Imposto de renda e contribuição social - diferido			(34.446)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO			67.873
Reversão dos juros sobre o capital próprio			45.000
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO			112.873

As receitas e despesas vinculadas às atividades de produção, transmissão e distribuição são alocadas diretamente às unidades operativas, e as vinculadas à administração central são alocadas às unidades administrativas. As despesas remanescentes com administração central, após o rateio de administração geral às ordens em curso, são alocadas às atividades operativas proporcionalmente aos saldos das contas. As receitas e despesas com participações societárias são alocadas aos investimentos atípicos à concessão. Esse procedimento está em conformidade com o que determina o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL 001/97.

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 01813-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	3 - CNPJ 08.324.196/0001-81
4 - NIRE		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Mermoz, 150		2 - BAIRRO OU DISTRITO Baldo	
3 - CEP 59025-250	4 - MUNICÍPIO Natal		5 - UF RN
6 - DDD 084	7 - TELEFONE 215-6104	8 - TELEFONE 215-6105	9 - TELEFONE 215-6100
10 - TELEX			
11 - DDD 084	12 - FAX 215-6242	13 - FAX -	14 - FAX -
15 - E-MAIL			

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME Emmanuel Sampaio Lôpo			
2 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Mermoz, 150		3 - BAIRRO OU DISTRITO Baldo	
4 - CEP 59025-250	5 - MUNICÍPIO Natal		6 - UF RN
7 - DDD 084	8 - TELEFONE 215-6104	9 - TELEFONE 215-6105	10 - TELEFONE -
11 - TELEX			
12 - DDD 084	13 - FAX 215-6242	14 - FAX -	15 - FAX -
16 - E-MAIL emmanuel.lopo@cosern.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 Claudio Lino Lippi		7 - CPF DO RESP. TÉCNICO 760.332.368-15

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Representação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

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	129.746	129.746	129.746
2 - Preferenciais	38.328	38.328	38.328
3 - Total	168.074	168.074	168.074
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 AÇIONÁRIO
Privada Nacional
4 - CÓDIGO ATIVIDADE
1990200 - Serviços de Eletricidade
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL
Distribuição de energia elétrica
6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Total

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ÍTEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ÍTEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
01	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	30/01/2004	ON	0,0968085000
02	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	30/01/2004	PNA	0,0968085000
03	RCA	29/12/2003	Juros Sobre Capital Próprio	30/01/2004	PNB	0,0968085000
04	PROPOSTA		Dividendo		ON	0,2249073000
05	PROPOSTA		Dividendo		PNA	0,2473980000
06	PROPOSTA		Dividendo		PNB	0,2473980000

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
09/03/2004	

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
1	Ativo Total	1.232.706	1.319.098	1.062.168
1.01	Ativo Circulante	253.474	345.621	288.503
1.01.01	Disponibilidades	8.011	7.002	28.484
1.01.01.01	Numerário disponível	7.864	7.002	28.484
1.01.01.02	Aplicações financeiras	147	0	0
1.01.02	Créditos	244.747	337.749	258.891
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	152.998	194.154	184.767
1.01.02.02	Títulos a receber	58.737	46.036	28.731
1.01.02.03	Recomp. tarif. do racionamento	22.028	23.522	16.639
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	4.387	0	4.740
1.01.02.05	Bônus racionamento (líq. acrésc. tarifa)	1.106	1.490	7.523
1.01.02.06	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	5.034	7.108	3.614
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	2.408	5.113	0
1.01.02.08	Repasse de emp. e financiamentos	129	0	0
1.01.02.09	(-) Prov. p/ cré. de liquid. duvidosa	(49.434)	(25.184)	(20.518)
1.01.02.10	Serviços em curso	2.036	2.222	3.293
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	1.005	0	0
1.01.02.12	Tributos a compensar	23.613	50.996	9.334
1.01.02.13	IR e CS diferidos	2.640	7.377	8.603
1.01.02.14	Benéf. fiscal-ágio incorp. controladora	10.210	10.124	9.423
1.01.02.15	Despesas pagas antecipadamente	0	0	24
1.01.02.19	Outros créditos	7.850	14.791	2.718
1.01.03	Estoques	716	870	1.128
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	662.184	489.461	413.911
1.02.01	Créditos Diversos	534.890	489.461	413.911
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	18.890	38.355	0
1.02.01.02	Títulos a receber	84.585	39.762	42.055
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	115.718	110.971	99.191
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	31.540	35.153	26.020
1.02.01.05	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	22.414	9.483	6.744
1.02.01.06	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	0	0	4.045
1.02.01.07	Repasse de emp. e financiamentos	202	0	0
1.02.01.08	Tributos a compensar	9.173	7.864	5.947
1.02.01.09	Benéf. fiscal-ágio incorp. controladora	169.218	179.428	189.553
1.02.01.10	IR e CS diferidos	69.768	58.989	30.396
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.257	9.412	7.695
1.02.01.12	Bens e direitos destinados a alienação	44	44	35
1.02.01.19	Outros créditos	3.081	0	2.230
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	127.294	0	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	127.294	0	0
1.02.02.03.01	Contas a receber - Guaraniana	127.294	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2003	4 -31/12/2002	5 -31/12/2001
1.03	Ativo Permanente	317.048	484.016	359.754
1.03.01	Investimentos	10	150.650	52.745
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	150.640	52.596
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10	149
1.03.02	Imobilizado	317.038	311.504	306.654
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	317.038	311.504	306.654
1.03.03	Diferido	0	21.862	355
1.03.03.01	Diferido - líquido	0	21.862	355

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
2	Passivo Total	1.232.706	1.319.098	1.062.168
2.01	Passivo Circulante	447.924	368.547	344.522
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	254.758	171.424	123.701
2.01.02	Debêntures	0	19.711	40.031
2.01.02.01	Debêntures e encargos	0	19.711	40.031
2.01.03	Fornecedores	38.058	53.307	52.153
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	31.150	29.994	27.292
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	15.736	13.619	22.893
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.551	7.944	0
2.01.04.03	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	2.309	2.054	1.861
2.01.04.04	Taxas regulamentares	5.554	6.377	2.538
2.01.05	Dividendos a Pagar	58.157	38.276	32.959
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	58.157	38.276	32.959
2.01.06	Provisões	17.951	15.936	32.782
2.01.06.01	Provisão para contingências	17.951	15.936	32.782
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	6	2.525	3.523
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	6	2.525	3.523
2.01.08	Outros	47.844	37.374	32.081
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	4.454	0	4.573
2.01.08.02	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	4.171	6.629	0
2.01.08.03	Folha de pagamento	915	322	732
2.01.08.04	Encargos da dívida	16.657	8.812	2.484
2.01.08.05	Entidade de previdência privada	1.536	1.864	3.121
2.01.08.06	Obrigações estimadas	15.397	9.352	18.668
2.01.08.07	Adiantamentos recebidos	287	600	417
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	601	8.488	0
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.826	1.307	2.086
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	283.773	454.538	247.593
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	179.889	330.706	194.633
2.02.02	Debêntures	0	0	18.750
2.02.03	Provisões	14.153	18.682	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.153	18.682	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.139	1.961	0
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.139	1.961	0
2.02.05	Outros	88.592	103.189	34.210
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	29.278	33.915	25.104
2.02.05.02	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	2.419	1.441	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	0	1.460	3.218
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	53.917	48.865	1.949
2.02.05.05	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	409	2.331	3.939
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	0	13.500	0
2.02.05.07	Outras contas a pagar	2.569	1.677	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	501.009	496.013	470.053
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2003	4 -31/12/2002	5 -31/12/2001
2.05.02	Reservas de Capital	228.362	226.257	223.710
2.05.02.01	Res. Esp. de Capital	228.362	226.257	223.710
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	132.234	129.343	105.930
2.05.04.01	Legal	18.962	16.071	14.536
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	113.272	113.272	91.394
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	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	609.925	554.245	564.090
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	602.722	481.143	386.976
3.01.02	Suprimento de energia elétrica	146	44.749	28.300
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	493	305	0
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357	14.057	0
3.01.05	(Reversão) Rec recomp tarif racionamento	(20.628)	4.387	115.830
3.01.06	(Reversão) Rec energ livre racionamento	(4.159)	4.237	29.677
3.01.19	Outras receitas operacionais	7.994	5.367	3.307
3.02	Deduções da Receita Bruta	(142.368)	(114.707)	(88.820)
3.02.01	ICMS	(94.540)	(77.090)	(63.715)
3.02.02	PIS	(3.452)	(5.196)	(3.681)
3.02.03	COFINS	(17.704)	(15.896)	(16.989)
3.02.04	ISS	(32)	(18)	(8)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.084)	(6.431)	(4.427)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(20.556)	(10.076)	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	467.557	439.538	475.270
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(322.053)	(305.323)	(270.445)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)	(148.319)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)	(26.113)
3.04.03	Energia livre racionamento	0	(4.237)	(29.677)
3.04.04	Pessoal	(13.203)	(11.549)	(9.220)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(513)	(432)	(402)
3.04.06	Material	(3.633)	(2.964)	(2.650)
3.04.07	Serviços de terceiros	(10.518)	(8.587)	(5.388)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(16.365)	(21.264)	(8.813)
3.04.09	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(2.130)	0	0
3.04.10	Taxa de fisc serv energ elétrica - TFSEE	(920)	(759)	(876)
3.04.11	Depreciação e amortização	(28.490)	(26.344)	(22.482)
3.04.12	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(36.340)	(37.975)	(15.887)
3.04.13	Tributos	(212)	(92)	(10)
3.04.19	Outras	(601)	(609)	(443)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	(2.423)	(630)	(165)
3.05	Resultado Bruto	145.504	134.215	204.825
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(81.995)	(85.190)	(106.521)
3.06.01	Com Vendas	(12.149)	(24.457)	(20.138)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(38.390)	(41.387)	(41.403)
3.06.03	Financeiras	(31.456)	(19.346)	(44.980)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	140.490	141.577	52.437
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	467	1.225	1.736
3.06.03.01.02	Jrs, comissões e ac morat energ vendida	14.745	4.325	3.936
3.06.03.01.03	Rem financeira da recomposição tarifária	34.482	25.730	0
3.06.03.01.04	Variação cambial e monetária líquida	90.796	0	35.194
3.06.03.01.05	Resultado de Swap	0	108.668	0
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	0	1.629	11.571
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(171.946)	(160.923)	(97.417)

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.06.03.02.01	Variação cambial e monetária líquida	0	(110.758)	0
3.06.03.02.02	Resultado de Swap	(62.083)	0	(25.339)
3.06.03.02.03	Encargos de dívida	(78.962)	(50.165)	(33.550)
3.06.03.02.04	Juros sobre capital próprio	(16.271)	0	(38.528)
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(14.630)	0	0
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	63.509	49.025	98.304
3.08	Resultado Não Operacional	(1.043)	(816)	(1.016)
3.08.01	Receitas	803	229	647
3.08.02	Despesas	(1.846)	(1.045)	(1.663)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	62.466	48.209	97.288
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.11	IR Diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
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	16.271	0	38.528
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,34404	0,18269	0,61242
	PREJUÍZO POR AÇÃO			

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
4.01	Origens	308.961	421.353	166.052
4.01.01	Das Operações	31.910	116.524	22.239
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	(25.915)	85.819	(80.693)
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	32.222	30.323	27.877
4.01.01.02.02	Amortização do ágio, líquida	10.124	9.423	10.096
4.01.01.02.03	Var mon camb e jrs do ELP e RLP líquidas	(91.630)	26.219	(125.737)
4.01.01.02.04	Valor residual ativo permanente baixado	1.373	1.439	1.065
4.01.01.02.05	IR e CS diferidos	9.289	15.868	6.009
4.01.01.02.06	Provisão ajuste valor realização da RTE	10.602	0	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.105	2.547	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	0	(3)
4.01.02	Dos Acionistas	0	13.500	0
4.01.02.02	Adiantamento para futuro aum. de capital	0	13.500	0
4.01.03	De Terceiros	277.051	291.329	143.813
4.01.03.01	Alienação de investimentos-Termoaçu S.A.	182.378	0	0
4.01.03.02	Acréscimo do exigível a longo prazo	5.069	267.968	116.383
4.01.03.03	Transf. do RLP p/ o ativo circulante	89.604	23.361	27.430
4.02	Aplicações	480.485	388.260	241.313
4.02.01	Acréscimo do realizável a longo prazo	211.064	92.797	29.525
4.02.02	Acréscimo do investimento	0	98.044	52.596
4.02.03	Acréscimo do imobilizado	39.087	47.972	56.372
4.02.04	Acréscimo do diferido	0	21.820	0
4.02.05	Transf exigível LP p/ passivo circulante	175.400	120.335	64.292
4.02.06	JCP e dividendos declarados	54.934	7.292	38.528
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(171.524)	33.093	(75.261)
4.04	Variação do Ativo Circulante	(92.147)	57.118	55.702
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	345.621	288.503	232.801
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	253.474	345.621	288.503
4.05	Variação do Passivo Circulante	79.377	24.025	130.963
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	368.547	344.522	213.559
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	447.924	368.547	344.522

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2003 A 31/12/2003 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	226.257	0	129.343	0	496.013
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
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	57.825	57.825
5.07	Destinações	0	0	0	2.891	(57.825)	(54.934)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	2.891	(2.891)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(38.663)	(38.663)
5.07.03	Juros sobre capital próprio	0	0	0	0	(16.271)	(16.271)
5.08	Outros	0	2.105	0	0	0	2.105
5.08.01	Redução do imposto de renda	0	2.105	0	0	0	2.105
5.09	Saldo Final	140.413	228.362	0	132.234	0	501.009

1 - CÓDIGO CVM		2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL		3 - CNPJ	
01813-9		CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE		08.324.196/0001-81	

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
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	30.705	30.705
5.07	Destinações	0	0	0	23.413	(30.705)	(7.292)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	1.535	(1.535)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(7.292)	(7.292)
5.07.03	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	21.878	(21.878)	0
5.08	Outros	0	2.547	0	0	0	2.547
5.08.01	Redução do imposto de renda	0	2.547	0	0	0	2.547
5.09	Saldo Final	140.413	226.257	0	129.343	0	496.013

1 - CÓDIGO CVM		2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL		3 - CNPJ	
01813-9		CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE		08.324.196/0001-81	

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	(3)	0	0	0	(3)
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	102.932	102.932
5.07	Destinações	0	0	0	64.404	(102.932)	(38.528)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	5.147	(5.147)	0
5.07.02	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	59.257	(59.257)	0
5.07.03	Juros s/ capital próprio	0	0	0	0	(38.528)	(38.528)
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
1	Ativo Total	1.232.706	1.548.592	1.097.694
1.01	Ativo Circulante	253.474	358.809	304.087
1.01.01	Disponibilidades	8.011	14.090	44.163
1.01.01.01	Numerário disponível	7.864	14.090	44.163
1.01.01.02	Aplicações financeiras	147	0	0
1.01.02	Créditos	244.747	343.849	258.796
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	152.998	194.154	184.767
1.01.02.02	Títulos a receber	58.737	46.036	28.731
1.01.02.03	Recomp. tarif. do racionamento	22.028	23.522	16.639
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	4.387	0	4.740
1.01.02.05	Bônus racionamento (líquido sobretaxa)	1.106	1.490	7.523
1.01.02.06	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	5.034	7.108	3.614
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	2.408	5.113	0
1.01.02.08	Repasse de empréstimos e financiamentos	129	0	0
1.01.02.09	Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(49.434)	(25.184)	(20.518)
1.01.02.10	Serviços em curso	2.036	2.222	3.293
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	1.005	0	0
1.01.02.12	Tributos a compensar	23.613	51.048	9.341
1.01.02.13	IR e CS diferidos	2.640	7.377	8.603
1.01.02.14	Benéf. fiscal-ágio incorp. controladora	10.210	10.124	9.423
1.01.02.15	Despesas pagas antecipadamente	0	12.044	24
1.01.02.19	Outros créditos	7.850	8.795	2.616
1.01.03	Estoques	716	870	1.128
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	662.184	495.479	413.911
1.02.01	Créditos Diversos	534.890	495.479	413.911
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	18.890	38.355	0
1.02.01.02	Títulos a receber	84.585	39.762	42.055
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	115.718	110.971	99.191
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	31.540	35.153	26.020
1.02.01.05	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	22.414	9.483	6.744
1.02.01.06	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	0	0	4.045
1.02.01.07	Repasse de empréstimos e financiamentos	202	0	0
1.02.01.08	Tributos a compensar	9.173	7.864	5.947
1.02.01.09	Benéf. fiscal-ágio incorp. controladora	169.218	179.428	189.553
1.02.01.10	IR e CS diferidos	69.768	58.989	30.396
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.257	9.412	7.695
1.02.01.12	Bens e direitos destinados a alienação	44	44	35
1.02.01.19	Outros créditos	3.081	6.018	2.230
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	127.294	0	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	127.294	0	0
1.02.02.03.01	Contas a receber - Guaraniana	127.294	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2003	4 -31/12/2002	5 -31/12/2001
1.03	Ativo Permanente	317.048	694.304	379.696
1.03.01	Investimentos	10	10	149
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10	149
1.03.02	Imobilizado	317.038	683.548	366.373
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	317.038	683.548	366.373
1.03.03	Diferido	0	10.746	13.174
1.03.03.01	Diferido - líquido	0	10.746	13.174

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2003	4 - 31/12/2002	5 - 31/12/2001
2	Passivo Total	1.232.706	1.548.592	1.097.694
2.01	Passivo Circulante	447.924	488.681	355.718
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	254.758	171.424	123.701
2.01.02	Debêntures	0	19.711	40.031
2.01.02.01	Debêntures e encargos	0	19.711	40.031
2.01.03	Fornecedores	38.058	155.791	63.274
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	31.150	30.236	27.361
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	15.736	13.861	22.962
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.551	7.944	0
2.01.04.03	Programa de recuperação fiscal - REFIS	2.309	2.054	1.861
2.01.04.04	Taxas regulamentares	5.554	6.377	2.538
2.01.05	Dividendos a Pagar	58.157	38.276	32.959
2.01.05.01	Dividendos e juros s/ o capital próprio	58.157	38.276	32.959
2.01.06	Provisões	17.951	15.936	32.782
2.01.06.01	Provisão p/ Contingências	17.951	15.936	32.782
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	6	19.924	3.523
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	6	19.924	3.523
2.01.08	Outros	47.844	37.383	32.087
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	4.454	0	4.573
2.01.08.02	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	4.171	6.629	0
2.01.08.03	Folha de pagamento	915	322	738
2.01.08.04	Encargos da dívida	16.657	8.812	2.484
2.01.08.05	Entidade de previdência privada	1.536	1.864	3.121
2.01.08.06	Obrigações estimadas	15.397	9.361	18.668
2.01.08.07	Adiantamentos recebidos	287	600	417
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	601	8.488	0
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.826	1.307	2.086
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	283.773	454.538	247.953
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	179.889	330.706	194.633
2.02.02	Debêntures	0	0	18.750
2.02.03	Provisões	14.153	18.682	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.153	18.682	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.139	1.961	0
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.139	1.961	0
2.02.05	Outros	88.592	103.189	34.570
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	29.278	33.915	25.104
2.02.05.02	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	2.419	1.441	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	53.917	1.460	3.218
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	409	48.865	1.949
2.02.05.05	Programa de recuperação fiscal - REFIS	0	2.331	3.939
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	0	13.500	360
2.02.05.07	Outras contas a pagar	2.569	1.677	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Participações Minoritárias	0	109.360	23.970
2.05	Patrimônio Líquido	501.009	496.013	470.053

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2003	4 -31/12/2002	5 -31/12/2001
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	228.362	226.257	223.710
2.05.02.01	Res. esp. de capital	228.362	226.257	223.710
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	132.234	129.343	105.930
2.05.04.01	Legal	18.962	16.071	14.536
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	113.272	113.272	91.394
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	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	609.925	554.245	564.090
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	602.722	481.143	386.976
3.01.02	Suprimento de energia elétrica	146	44.749	28.300
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	493	305	0
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357	14.057	0
3.01.05	(Reversão) Rec recomp tarif racionamento	(20.628)	4.387	115.830
3.01.06	(Reversão) Rec energ livre racionamento	(4.159)	4.237	29.677
3.01.19	Outras receitas operacionais	7.994	5.367	3.307
3.02	Deduções da Receita Bruta	(142.368)	(114.707)	(88.820)
3.02.01	ICMS	(94.540)	(77.090)	(63.715)
3.02.02	PIS	(3.452)	(5.196)	(3.681)
3.02.03	COFINS	(17.704)	(15.896)	(16.989)
3.02.04	ISS	(32)	(18)	(8)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.084)	(6.431)	(4.427)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(20.556)	(10.076)	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	467.557	439.538	475.270
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(322.053)	(305.323)	(270.445)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)	(148.319)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)	(26.113)
3.04.03	Energia livre racionamento	0	(4.237)	(29.677)
3.04.04	Pessoal	(13.203)	(11.549)	(9.220)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(513)	(432)	(402)
3.04.06	Material	(3.633)	(2.964)	(2.650)
3.04.07	Serviços de terceiros	(10.518)	(8.587)	(5.388)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(16.365)	(21.264)	(8.813)
3.04.09	Conta de desenvolvimento energético - CD	(2.130)	0	0
3.04.10	Taxa de fisc serv energ elétrica - TFSEE	(920)	(759)	(876)
3.04.11	Depreciação e amortização	(28.490)	(26.344)	(22.482)
3.04.12	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(36.340)	(37.975)	(15.887)
3.04.13	Tributos	(212)	(92)	(10)
3.04.14	Custo do serviço prestado a terceiros	(2.423)	(630)	(165)
3.04.19	Outras	(601)	(609)	(443)
3.05	Resultado Bruto	145.504	134.215	204.825
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(81.995)	(85.190)	(106.521)
3.06.01	Com Vendas	(12.149)	(24.457)	(20.138)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(38.390)	(41.387)	(41.403)
3.06.03	Financeiras	(31.456)	(19.346)	(44.980)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	140.490	141.577	52.437
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	467	1.225	1.736
3.06.03.01.02	Jrs. comissões e ac. morat energ vendida	14.745	4.325	3.936
3.06.03.01.03	Rem financeira da recomposição tarifária	34.482	25.730	0
3.06.03.01.04	Variação cambial e monetária líquida	90.796	0	35.194
3.06.03.01.05	Resultado de Swap	0	108.668	0
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	0	1.629	11.571
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(171.946)	(160.923)	(97.417)

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
3.06.03.02.01	Varição cambial e monetária líquida	0	(110.758)	0
3.06.03.02.02	Resultado de Swap	(62.083)	0	(25.339)
3.06.03.02.03	Encargos de dívida	(78.962)	(50.165)	(33.550)
3.06.03.02.04	Jrs sobre capital próprio	(16.271)	0	(38.528)
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(14.630)	0	0
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	63.509	49.025	98.304
3.08	Resultado Não Operacional	(1.043)	(816)	(1.016)
3.08.01	Receitas	803	229	647
3.08.02	Despesas	(1.846)	(1.045)	(1.663)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	62.466	48.209	97.288
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(7.675)	(6.674)	(16.779)
3.11	IR Diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(13.237)	(10.830)	(16.105)
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	16.271	0	38.528
3.14	Participações Minoritárias	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,34404	0,18269	0,61242
	PREJUÍZO POR AÇÃO			

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2003

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2003 a 31/12/2003	4 - 01/01/2002 a 31/12/2002	5 - 01/01/2001 a 31/12/2001
4.01	Origens	308.961	506.750	242.705
4.01.01	Das Operações	31.910	116.524	22.324
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	57.825	30.705	102.932
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	(25.915)	85.819	(80.608)
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	32.222	30.323	27.888
4.01.01.02.02	Amortização do ágio, líquida	10.124	9.423	10.096
4.01.01.02.03	Var mon camb e jrs do ELP e RLP líquidas	(91.630)	26.219	(125.663)
4.01.01.02.04	Valor residual ativo permanente baixado	1.373	1.439	1.065
4.01.01.02.05	IR e CS diferidos	9.289	15.868	6.009
4.01.01.02.06	Provisão ajuste valor realização da RTE	10.602	0	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.105	2.547	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	0	(3)
4.01.02	Dos Acionistas	0	98.530	76.553
4.01.02.01	Integralização de capital	0	85.030	76.193
4.01.02.02	Adiantamento para futuro aum. de capital	0	13.500	360
4.01.02.05	Integralização de capital	0	0	0
4.01.03	De Terceiros	277.051	291.696	143.828
4.01.03.01	Alienação de investimentos-Termoaçu S.A	182.378	0	0
4.01.03.02	Acréscimo do exigível a longo prazo	5.069	268.335	116.383
4.01.03.03	Transf do RLP p/ o ativo circulante	89.604	23.361	27.445
4.02	Aplicações	480.485	584.991	312.159
4.02.01	Acréscimo do realizável a longo prazo	211.064	98.817	29.525
4.02.02	Acréscimo do investimento	0	0	52.596
4.02.03	Acréscimo do imobilizado	39.087	349.104	116.109
4.02.04	Acréscimo do diferido	0	9.443	11.109
4.02.05	Transf exigível LP p/ passivo circulante	175.400	120.335	64.292
4.02.06	JCP e dividendos declarados	54.934	7.292	38.528
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(171.524)	(78.241)	(69.454)
4.04	Variação do Ativo Circulante	(92.147)	54.722	71.286
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	345.621	304.087	232.801
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	253.474	358.809	304.087
4.05	Variação do Passivo Circulante	79.377	132.963	142.159
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	368.547	355.718	213.559
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	447.924	488.681	355.718

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Srs. Acionistas, Conselheiros e Diretores da
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN
Natal - RN

1. Examinamos o balanço patrimonial da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN, levantado em 31 de dezembro de 2003, 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 contábeis.
 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 de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
 3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN em 31 de dezembro de 2003, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
 4. Adicionalmente, examinamos as demonstrações dos fluxos de caixa, do valor adicionado e os balanços sociais da COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN, correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e de 2002, aplicando os mesmos procedimentos descritos no parágrafo 2. Essas demonstrações, não são requeridas como parte das demonstrações contábeis básicas e foram elaboradas para permitir análises adicionais. Em nossa opinião, essas demonstrações estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
-

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

5. As demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2002, apresentadas para fins de comparação, foram por nós auditadas, e nosso parecer datado de 17 de janeiro de 2003, continha parágrafos de ênfase quanto: (a) a liquidação financeira dos valores relativos às transações de venda e compra de energia realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, estes valores poderiam estar sujeitos a diversas modificações e não haviam sido liquidados até 31 de dezembro de 2002; (b) e sobre a conversão da Medida Provisória nº 14 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.

Recife, 26 de janeiro de 2004

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC – nº 2SP 011.609/O-8-S “RN”

Claudio Lino Lippi
Sócio
CRC – SP – nº 097.866/T-2-S “RN”

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL Divulgação Externa
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas Legislação Societária
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS Data-Base - 31/12/2003
Reapresentação Espontânea

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

Submetemos, para apreciação, o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com Pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2003. Informações complementares poderão ser obtidas através de consulta ao documento “Informações Detalhadas”, que encontra-se disponível no site da COSERN: www.cosern.com.br - Relações Com investidores - Informações Financeiras.

Em 2003, a COSERN continuou acreditando na recuperação do setor. Investiu R\$ 52,3 milhões na melhoria e manutenção dos padrões elevados de qualidade operacional e na capacidade de fornecimento da energia elétrica que vem oferecendo aos seus clientes.

Esses investimentos refletiram positivamente nos indicadores de qualidade. O Índice de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC caiu de 11,55 horas em 2002 para 10,65 horas em 2003, com melhoria de 7,79%. O Índice de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC passou de 10,56 vezes em 2002 para 8,50 vezes em 2003, com melhoria de 19,51%.

O índice de perdas de energia elétrica atingiu 12,33%, registrado como o menor índice na COSERN nos últimos 13 anos. Nesses seis anos pós-privatização, a Empresa reduziu em 6,20 pontos percentuais esse indicador, o que representa uma economia por ano na compra de energia de aproximadamente R\$ 17 milhões.

Em sua atuação como empresa socialmente responsável, a COSERN vem consolidando-se cada vez mais como uma empresa que se preocupa com questões sócio-culturais, que vão muito além da sua atividade produtiva. Desenvolveu inúmeros projetos para o desenvolvimento cultural e social do Estado do Rio Grande do Norte. Em 2003 foi credenciada com o Selo da Fundação ABRINQ, “Empresa Amiga da Criança”, em reconhecimento pelo seu comprometimento em relação aos temas Combate ao Trabalho Infantil, Educação, Saúde, Direitos Cíveis e Investimento na criança. Desenvolveu, igualmente, diversas ações de preservação do meio ambiente, promovendo maior conscientização sobre a importância do ecossistema para a preservação da vida.

Em 2003, a COSERN também foi premiada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE como a Melhor Distribuidora da Região Nordeste, tendo sido ainda finalista e obtido a 3ª posição nas categorias “Responsabilidade Social” e “Maior Evolução de Desempenho”. Na classificação geral e na categoria “Melhor Gestão Econômico-Financeira” a COSERN obteve a 5ª posição, concorrendo com 40 distribuidoras de energia elétrica do Brasil, que atendem a mais de 400 mil clientes.

Fruto das ações que vêm sendo implementadas, visando a melhoria das condições de trabalho e qualidade de vida de seus empregados, a Empresa obteve 83,4% de aprovação na segunda Pesquisa de Clima Organizacional realizada em 2003, que contou com a participação de 98% de seu quadro funcional.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Acreditamos que a COSERN avançará ainda mais em termos de resultados, considerando as melhores perspectivas para a economia do País em 2004. Contamos para isso com uma Empresa competitiva, com profissionais qualificados, atualizada tecnologicamente e comprometida com a qualidade dos serviços que presta à sociedade. Certamente, a universalização do acesso ao uso da energia elétrica e o novo modelo do setor elétrico farão parte importante dos esforços que empreenderemos em 2004.

Registramos especiais agradecimentos a todos que trabalharam e contribuíram para que a COSERN seja hoje uma empresa de destaque nacional. Em particular, nosso reconhecimento pelo empenho e competência dos empregados e pelo apoio e estímulo dos acionistas, clientes, fornecedores e parceiros.

Luiz Eduardo Franco de Abreu
Presidente do Conselho de Administração

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Indicadores Empresariais da COSERN

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	255.818	296.647	338.938	448.916	564.090	554.245	609.925
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	201.344	237.023	262.951	361.135	475.270	439.538	467.557
Lucro Líquido (R\$ mil)	(93.039)	86.460	30.476	70.840	102.932	30.705	57.825
LAJIDA* (EBITDA)** (R\$ mil)	(31.501)	44.748	76.707	140.733	170.489	98.213	127.145
Lucro Líquido por Ação (R\$)	(0,78)	0,51	0,18	0,42	0,61	0,18	0,34
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	0,72	0,75	1,09	2,41	2,80	2,95	2,98
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	71.367	126.058	182.940	405.652	470.053	496.013	501.009
Ativo Total (R\$ mil)	340.980	415.943	468.793	797.752	1.062.168	1.319.098	1.232.706
Margem do EBITDA (%)	(15,65)	18,88	29,17	38,97	35,87	22,34	27,19
Margem Operacional (%)	(21,22)	13,90	22,25	32,60	30,15	15,56	20,31
Margem Líquida (%)	(46,21)	36,48	11,59	19,62	21,66	6,99	12,37
Nº de Consumidores	594.385	625.770	651.826	688.303	744.950	772.686	804.105
Consumidores por Empregado	468	833	1.051	1.153	1.205	1.248	1.270
Energia Vendida (GWh)	2.262	2.518	2.661	2.775	2.598	2.702	2.994
Vendas por Empregado (MWh)	1.782	3.354	4.292	4.639	4.204	4.365	4.684
Perdas de Energia (%)	18,53	16,25	14,77	12,82	12,82	14,03	12,33
DEC (horas de interrupção)	39,09	35,07	23,84	14,28	10,85	11,55	10,65
FEC (nº de interrupções)	24,75	22,74	19,94	11,83	11,01	10,56	8,50

* LAJIDA = Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização

**EBITDA = Earnings before interest, tax, depreciation and amortization

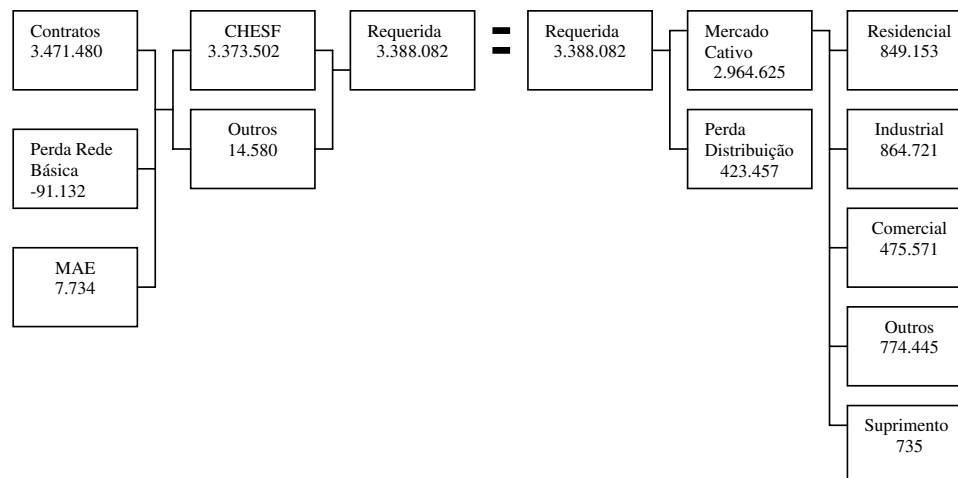
01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

MERCADO

O mercado cresceu 9,73% no ano de 2003, em relação ao ano anterior, ficando acima da média de 8,90% registrada no Nordeste. Apresentou um incremento de 31.436 novos clientes em relação ao ano 2002, fechando 2003 com 804.105 clientes, representando um crescimento de 4,07%. A classe Industrial foi a única que apresentou um desempenho negativo em relação a 2002. O grande destaque ficou com a classe Rural que cresceu de forma extraordinária devido à atividade da Carcinicultura.

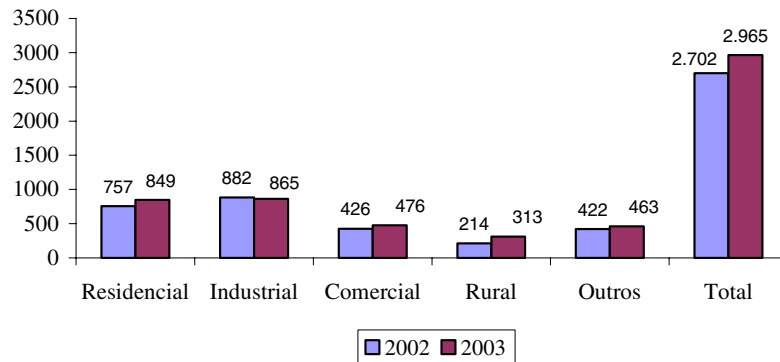
BALANÇO ENERGÉTICO (MWh)



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Consumo - GWh



Consumidores- Mil

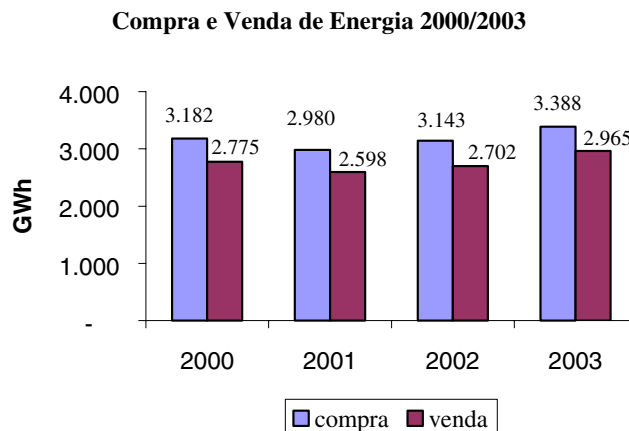


No ano de 2003, a energia requerida pelo sistema COSERN apresentou um crescimento de 7,81%, em relação à verificada no ano anterior, enquanto as vendas subiram 9,73%.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

O gráfico a seguir demonstra a compra e a venda para o intervalo de 2000 – 2003:



Compra: Não contempla o montante de energia referente às perdas na Rede Básica.

Venda: Não contempla operações no MAE.

Tarifas

Em 2003 ocorreu a primeira Revisão Tarifária Periódica da COSERN. Seu resultado foi divulgado através da Resolução ANEEL nº 200, de 16 de abril de 2003, com um reposicionamento de 11,49% e Fator X de 1,78%, para os reajustes anuais de 2004 a 2007.

O índice de reposicionamento médio, de 11,49%, tem aplicação diferenciada para as categorias de consumo em razão do Decreto nº 4.667, de abril de 2003, devido ao fim gradual dos subsídios cruzados existentes entre grupos de consumo. Dessa forma, as Unidades Consumidoras do Grupo A3 (69 kV) tiveram as tarifas elevadas em 11,65%; as do Grupo A4 (13,8 kV), em 13,98%, e as do Grupo B (220/380 V), em 10,38%. Essas novas tarifas passaram a valer para os consumos que ocorreram após 21/04/2003.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

GESTÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Investimentos

Em 2003 a COSERN investiu R\$ 52.385 mil, aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte. O investimento apresentou um crescimento de 4,79% em relação ao ano de 2002, conforme demonstrado abaixo.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
	<u>R\$ mil</u>	<u>R\$ mil</u>
PROGRAMAS		
Transmissão	14.476	14.689
Distribuição	21.985	27.763
Instalações Gerais	5.518	7.538
Projetos Especiais	10.406	
TOTAL	<u>52.385</u>	<u>49.990</u>

Qualidade do Fornecimento de Energia

Em 2003, com o DEC de 10,65 horas de interrupção, o sistema de distribuição da COSERN registrou um excelente desempenho, apresentando uma redução de 7,79% quando comparado com 2002. Vale salientar que em 2002, com o DEC de 11,55 horas de interrupção, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte atingiu o segundo melhor desempenho entre todos os Estados da Federação, sendo superado apenas por São Paulo.

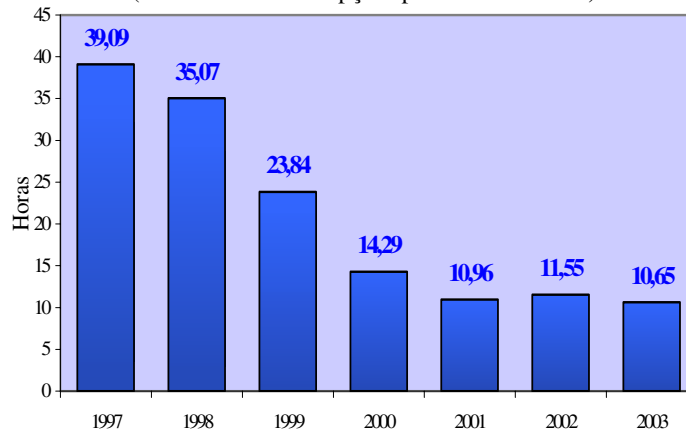
O FEC de 8,50 interrupções em 2003 também representa um excelente desempenho do sistema de distribuição da COSERN e significa uma redução de 19,51% em relação ao verificado em 2002. Vale salientar que em 2002, com o FEC de 10,56 interrupções, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o terceiro melhor desempenho do cenário nacional, sendo superado apenas por Minas Gerais e São Paulo.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

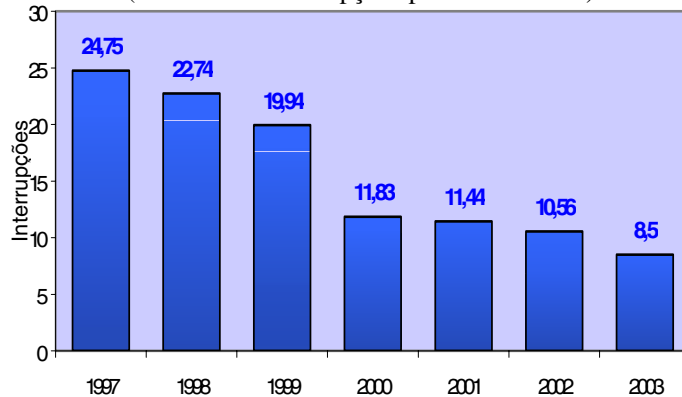
EVOLUÇÃO DO DEC

(Horas de Interrupção por Consumidor)



EVOLUÇÃO DO FEC

(Número de Interrupções por Consumidor)



Com relação à qualidade do fornecimento, destacamos ainda o Tempo Médio de Atendimento a Avarias (TMA), que atingiu em 2003 o valor de 87,1 minutos. Apesar de configurar um aumento de 5,45% em relação a 2002, em virtude da definição de novos critérios de apuração pela ANEEL, é um dos menores do Brasil.

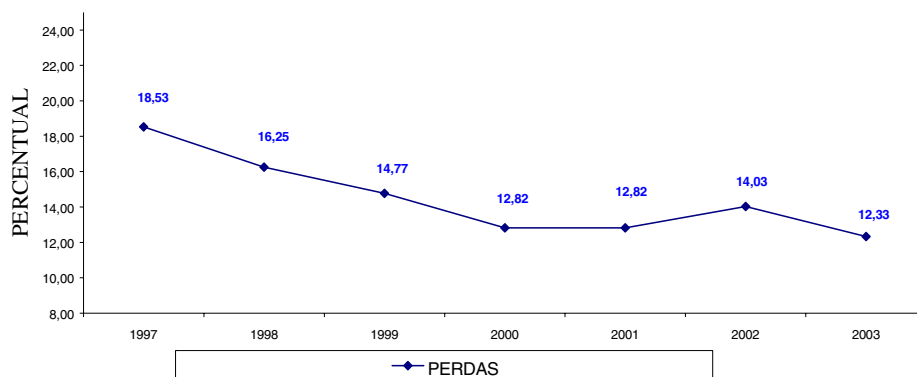
01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Programa de Redução de Perdas

O índice de perdas anualizado em 2003 foi de 12,33%, correspondendo a uma Perda de 423.457 MWh. O valor de Perdas de 12,33% é o menor dos últimos 13 anos da COSERN. Nestes 06(seis) anos de privatização, a Empresa reduziu em 6,20 pontos percentuais o índice de perdas, o que representa uma economia anual na compra de energia de aproximadamente 17 milhões de reais.

PERDAS ELÉTRICAS NA COSERN



GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Arrecadação e Política de Hedge

A arrecadação bruta obtida em 2003, R\$ 651.028 mil, aumentou 35,34% em relação ao ano de 2002, R\$ 481.019 mil. A liquidação durante o exercício das vendas de energia ocorridas no âmbito do MAE, relativas ao período de Setembro de 2000 a Dezembro de 2002, bem como a liquidação dos valores relativos à subvenção econômica da classe de consumo residencial baixa renda, representaram aproximadamente 11,60% da arrecadação bruta. A geração de caixa em 2003 (arrecadação bruta menos tributos e despesas operacionais) foi portanto de R\$ 208.042 mil, ou 31,96% da arrecadação bruta.

Visando mitigar os efeitos negativos que eventuais oscilações significativas nas cotações das moedas teriam sobre o seu passivo em moeda estrangeira, com conseqüente reflexo negativo sobre o seu resultado e fluxo de caixa, a COSERN estabeleceu rigorosa política de hedge para todas as suas operações em moeda estrangeira, firmando contratos de “swap” com o fim de protegê-las dos referidos efeitos das variações cambiais.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Com relação ao risco oriundo da possibilidade de a COSERN vir a incorrer em perdas devido às flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas aos empréstimos e financiamentos captados no mercado, a Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas, sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro, justificam sua opção por taxas flutuantes.

Desempenho Econômico-Financeiro

A receita operacional líquida obteve um incremento de 6,37% influenciado principalmente pelo crescimento de mercado, redução do índice de perdas e índice de reposicionamento médio obtido no processo de revisão tarifária.

O lucro líquido em 2003, R\$ 57.825 mil, aumentou 88,32% em relação ao ano anterior, R\$ 30.705 mil. O EBITDA alcançou R\$ 127.145 mil, representando um crescimento de 29,46% comparado ao exercício de 2002, gerando uma margem de 27,19%.

A tabela abaixo apresenta o desempenho da COSERN comparado ao ano anterior.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>Variação</u>
	<u>R\$ mil</u>	<u>R\$ mil</u>	<u>(%)</u>
Receita Operacional Líquida	467.557	439.538	6,37
Despesas Operacionais	372.592	371.167	0,38
Resultado do Serviço	94.965	68.371	38,90
Resultado Operacional	63.509	49.025	29,54
Lucro Líquido	57.825	30.705	88,32
EBITDA	127.145	98.212	29,46
Margem do EBITDA (%)	27,19	22,34	21,71

Destinação do Lucro

O Conselho de Administração da COSERN, em reunião ocorrida em 29 de dezembro de 2003, deliberou o pagamento de juros sobre capital próprio referentes ao exercício, no total de R\$ 16.271.000,00, equivalente ao montante bruto de R\$ 0,0968085 por ação ON e PN. O pagamento deliberado foi considerado para fins de cálculo do dividendo obrigatório referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003.

A Administração da COSERN decidiu propor à Assembléia Geral Ordinária o pagamento do dividendo do exercício de 2003, no total de R\$ 38.663.089,76, equivalente ao montante de R\$ 0,02249073 por ação ON e R\$ 0,2473980 por ação PN.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

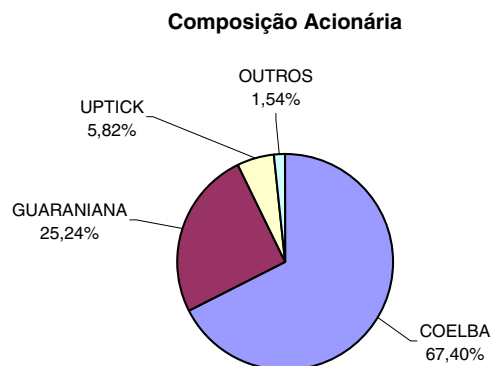
EBITDA (LAJIDA) – Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização

No ano de 2003 a COSERN apresentou um EBITDA de R\$ 127.145 mil, representando um crescimento de 29,46% em relação ao ano de 2002, no valor de R\$ 98.213 mil conforme demonstrado a seguir.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
	<u>R\$ mil</u>	<u>R\$ mil</u>
Resultado Operacional	63.509	49.025
(+) Resultado Financeiro	15.185	19.346
(+) Juros Sobre Capital Próprio	16.271	
Depreciação	32.180	29.842
(=) EBITDA (LAJIDA)	<u>127.145</u>	<u>98.213</u>

Composição Acionária

A composição acionária da COSERN é formada pela COELBA – Companhia de Eletricidade da Bahia com 67,40% de participação, representando 113.285.329 ações; Guaraniã com 25,24% de participação, representando 42.426.637 ações; UPTICK Participações S.A. com 5,82% de participação, representando 9.780.611 ações, e Outros com 1,54% de participação, representando 2.581.451 ações.



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

GESTÃO DE RECURSOS HUMANOS

O Sistema de Gestão Participativa, adotado pela COSERN, requer não só a participação dos empregados na definição do planejamento e definição da metas e objetivos, mas também que os mesmos estejam sempre informados.

A COSERN desenvolve um programa de treinamento de acordo com os objetivos corporativos, considerando as metas e plano de ação de cada área, tornando a Empresa mais competitiva e dando oportunidade ao empregado de desenvolver-se. As chances de crescimento profissional e pessoal são evidentes. Dessa forma, a COSERN encerrou o exercício de 2003 com 77,52 HHT - homem hora treinado.

Foi realizada a 2ª Pesquisa de Clima Organizacional, respondida por 98% do quadro funcional, que alcançou um Índice de Aprovação de 83,4%, superando o índice de 82% em 2002. Várias ações já foram implementadas desde a 1ª Pesquisa. Dando continuidade às ações, tivemos a realização das Consultorias em Orçamento Familiar. Após realizar palestras sobre o assunto com todos os empregados, extensivas aos familiares, a COSERN deu início às Consultorias, proporcionando aos empregados interessados consultas individualizadas, voltadas para a realidade de cada um, auxiliando-os na administração dos seus recursos financeiros.

Compromisso Social

A COSERN investiu R\$ 1.345.042,60 no ano de 2003, sendo 20% desse valor financiados pela Empresa e 80% referentes à renúncia fiscal, através da Lei Câmara Cascudo, do governo do Estado. Entre os projetos estão o Circo da Luz e o Projeto OPERART, os únicos anuais e permanentes.

AUDITORIA INDEPENDENTE

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, contratada em junho de 2002 para a prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações financeiras e de revisão de informativos contábeis, em atendimento às exigências do Órgão Regulador, ANEEL, e de contratos para financiamentos, bem como para suas controladas e controladora, para um período de 3 (três) anos, desde então não prestou serviços não-relacionados à auditoria externa que superassem 5% (cinco por cento) do valor do contrato.

A política de atuação da Companhia, bem como a das demais empresas do Grupo GUARANIANA, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria externa, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor.

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL Divulgação Externa
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Legislação Societária
Data-Base - 31/12/2003

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. DAS CONCESSÕES

A Companhia detém junto a ANEEL, a seguinte concessão:

Distribuição	Municípios	Localidades	Data da concessão	Data de vencimento
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular n.º 2.183/2003 – SFF/ANEEL de 23 de dezembro de 2003 e Ofício Circular/CVM/SNC/SEP n.º 01/2004 de 19 de janeiro de 2004.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As demonstrações contábeis para o exercício findo em 31/12/02 foram reclassificadas, quando aplicável, para comparabilidade, conforme abaixo relacionado:

	Balanço 2002			
	(Publicado)		(Reclassificado)	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Ativo circulante				
Despesas pagas antecipadamente				12.044
Outros créditos	18.348	24.396	14.791	8.795
Realizável a longo prazo				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	36.724	36.724	38.355	38.355
Outros créditos	1.631	7.649		6.018
Passivo circulante				
Empréstimos e financiamentos	172.462	172.462	171.424	171.424
Obrigações estimadas			9.352	9.361
Outras contas a pagar	10.659	10.668	1.307	1.307
Exigível a longo prazo				
Empréstimos e financiamentos	333.225	333.225	330.706	330.706

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

Estão demonstradas ao custo, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas de encerramento das demonstrações contábeis e não excedem o seu valor de mercado.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba o fornecimento e suprimento de energia faturada e não faturada por estimativa, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Está reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

Estoque (inclusive do ativo imobilizado)

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

Investimentos

Estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL nº 015 de 24 de dezembro de 1997. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas às Resoluções ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 44, de 17 de março de 1999, e estão apresentadas na nota explicativa nº 18.

Os gastos de administração geral são apropriados, mensalmente, às imobilizações e demais ordens em curso, em até 10% dos dispêndios diretos com pessoal mais serviços de terceiros a estas atribuíveis.

Em função do disposto na Instrução Contábil 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, encargos financeiros e variações monetárias, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo.

Em atendimento à Instrução Contábil 6.3.23 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as Obrigações Vinculadas à Concessão, registradas nos livros, em grupo específico no Passivo Exigível a Longo Prazo, estão apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas as suas características de aporte financeiro de consumidores, da União e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras.

Diferido

Composto por despesas pré-operacionais relacionadas à implantação do projeto da unidade termelétrica contemplando estudos e projetos de viabilidade econômica-financeira de impacto ambiental e custo financeiro associado ao projeto.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

É calculado com base nas alíquotas efetivas, vigentes na data da elaboração das demonstrações contábeis, do imposto de renda e contribuição social e reconhecido o diferimento em função das diferenças intertemporais. A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda calculado com base no lucro de exploração (vide nota explicativa nº 30).

Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão são reconhecidos pelo regime de competência.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Apuração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Valores especiais estimados

A preparação de demonstrações contábeis, de acordo com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia baseada em estimativas faça 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 contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subseqüentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para créditos de liquidação duvidosa, contingências, fornecimento não faturado, realização de impostos e contribuições sociais diferidos, ágio e da recomposição tarifária.

Outros direitos e obrigações

Demais ativos e passivos circulantes e de longo prazo estão atualizados até a data do balanço, quando legal ou contratualmente exigidos.

5. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO - 2002

As demonstrações contábeis consolidadas, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002, foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247/96 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem a Companhia e sua controlada Termoaçu S.A (em fase pré-operacional), cuja participação era de 57,94% até março de 2003. Em março de 2003 houve a alienação da Termoaçu S.A. para a controladora Guaraniana S.A. (vide nota explicativa nº 17).

O balanço patrimonial, em 31 de dezembro de 2002 da Termoaçu S.A, está assim composto de forma condensada:

	2002
<u>Ativo</u>	<u>380.228</u>
Ativo circulante	13.282
Realizável a longo prazo	6.018
Permanente	360.928
<u>Passivo</u>	<u>380.228</u>
Circulante	120.228
Patrimônio líquido	260.000

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição do contas a receber:

Consumidores/Concessionárias e Permissionárias	Saldos vincendos	Saldos vencidos		Total		Provisão para créditos de liquidação duvidosa	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	2003	2002	2003	2002
Setor Privado	30.095	27.992	18.487	76.574	61.430	(11.385)	(7.676)
Residencial	8.320	11.468	366	20.154	13.385	(358)	(1.488)
Industrial	9.882	3.991	5.706	19.579	17.082	(4.096)	(3.216)
Comercial, serviços e outras	8.070	6.764	5.100	19.934	15.009	(4.711)	(2.822)
Rural	3.823	5.769	7.315	16.907	15.954	(2.220)	(150)
Setor Público	9.635	9.853	25.535	45.023	64.779	(13.874)	(6.830)
Poder público	3.851	6.439	9.733	20.023	13.465	(3.029)	(801)
Iluminação pública	1.720	2.457	5.365	9.542	24.555	(2.577)	
Serviço público	4.064	957	10.437	15.458	26.759	(8.268)	(6.029)
PDD, confissões de dívidas e outras						(24.175)	(10.678)
Fornecimento não faturado	18.986			18.986	15.958		
Subtotal - Consumidores	58.716	37.845	44.022	140.583	142.167	(49.434)	(25.184)
MAE - Mercado Atacadista de Energia				20.469	91.579		
Outros				10.836	(1.237)		
Total				171.888	232.509	(49.434)	(25.184)
Ativo circulante				(152.998)	(194.154)	(49.434)	(25.184)
Ativo realizável a longo prazo				18.890	38.355		

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com a norma do Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. A Companhia efetuou as baixas do Contas a receber de consumidores de valores inferiores a R\$ 5 nos termos da Lei nº 9.430.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE

Os valores correspondentes às operações junto ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica-MAE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pelo mesmo.

As operações no MAE, do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003, após conclusão dos trabalhos da auditoria, geraram um direito de crédito para a COSERN no valor de R\$ 84.238, dos quais R\$ 63.162 foram efetivamente recebidos no exercício de 2003, R\$ 12.187 encontram-se em litígio judicial e R\$ 8.282 estão sendo negociados diretamente com os agentes.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os valores da energia de curto prazo podem estar sujeitos a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

As operações realizadas no exercício de 2003 estão sendo liquidadas nas suas devidas datas.

7. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se a parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e parcelamento de prestação de serviços.

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	2003	2002
Setor público	120.003	6.150	14.441	140.594	78.094
Setor privado	<u>2.441</u>	<u>149</u>	<u>138</u>	<u>2.728</u>	<u>7.704</u>
Total	<u>122.444</u>	<u>6.299</u>	<u>14.579</u>	143.322	85.798
Ativo circulante				<u>(58.737)</u>	<u>(46.036)</u>
Ativo realizável a longo prazo				<u>84.585</u>	<u>39.762</u>

8. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise – GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001, e as Resoluções ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, regulamentaram o denominado “Acordo Geral do Setor Elétrico”, estabelecendo que a recomposição tarifária dar-se-á através de incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

A ANEEL homologou, em 29 de agosto de 2002, os respectivos valores da recomposição tarifária através das Resoluções nº 480 (para o período de 1º de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2001) e nº 481 (para o período de 1º de janeiro de 2002 a 28 de fevereiro de 2002). Através da Resolução nº 484, de 29 de agosto de 2002, fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento, que é 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. E mediante Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses, excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A”, relativos ao período de 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia constituiu provisão para ajuste de realização desse ativo no valor de R\$ 10.602.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

a) - Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica

<u>Composição</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	130.237	130.237
Remuneração financeira da perda da receita	60.213	25.730
Provisão para ajuste do valor de realização	(10.602)	
(-) Reversão acumulada	<u>(42.102)</u>	<u>(21.474)</u>
Total	137.746	134.493
Ativo circulante	<u>(22.028)</u>	<u>(23.522)</u>
Ativo realizável a longo prazo	<u>115.718</u>	<u>110.971</u>
 <u>Conciliação do resultado</u>	 <u>2003</u>	 <u>2002</u>
Recomposição tarifária do racionamento		25.861
(-) Reversão da recomposição tarifária	<u>(20.628)</u>	<u>(21.474)</u>
Efeito no resultado	<u>(20.628)</u>	<u>4.387</u>

b) - Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

A Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne à Energia Livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de receita de fornecimento e despesa de energia comprada.

Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a Companhia registrou, no passivo circulante e passivo exigível a longo prazo, o montante dos tributos e encargos setoriais reconhecidos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2003 e 2002 como energia livre, homologados pela ANEEL através da Resolução nº 483, de 29 de agosto de 2002, e retificados pela Resolução Normativa nº 01, de 12 de janeiro de 2004, têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo		Resultado	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo	Receita	Despesa
Energia livre	8.546	25.369	8.545	25.369		
Tributos e encargos setoriais			(386)	(2.262)	245	1.115
(-) Reversão	(4.159)		(3.705)		(4.159)	
Remuneração financeira		<u>6.171</u>		<u>6.171</u>	<u>6.171</u>	<u>(6.171)</u>
Total em 31 de dezembro de 2003	<u>4.387</u>	<u>31.540</u>	<u>4.454</u>	<u>29.278</u>	<u>2.257</u>	<u>(5.056)</u>
Total em 31 de dezembro de 2002		<u>35.153</u>		<u>33.915</u>	<u>4.393</u>	<u>(4.237)</u>

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,17% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

c) - Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (Vide nota explicativa nº 10)

A conta de Compensação de variação de valores de itens da “Parcela A” – CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	Ativo longo prazo	Passivo longo prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível - CCC	1.116	
Reserva global de reversão – RGR		617
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE	87	
Encargos de conexão no sistema de transmissão		1.160
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.263	
Energia comprada para revenda	<u>7.230</u>	
Total em 31 de dezembro de 2003	<u>11.696</u>	<u>1.777</u>
Total em 31 de dezembro de 2002	<u>9.483</u>	<u>1.441</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da “Parcela A”, referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A”.

d) - Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu, inicialmente, financiamento no valor de R\$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC + 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

9. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Gestão da Crise de Energia divulgou, em 18 de maio de 2001, um plano de racionamento de energia elétrica, a partir de 1º de junho de 2001, e determinou através da Resolução 117, de 19 de fevereiro de 2002, o término deste programa em 01 de março de 2002.

Em cumprimento à Resolução ANEEL nº 299, de 27 de julho de 2001, a Companhia vem efetuando os registros contábeis decorrentes deste programa, conforme demonstramos a seguir:

▪ Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Bônus do racionamento	21.789	22.211
Fundo de valores do acréscimo à tarifa ANEEL (Sobretaxa)	(20.683)	(20.721)
Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL	<u>1.106</u>	<u>1.490</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- Gastos incrementais com o racionamento a recuperar.

Os gastos incrementais que a Companhia incorreu para colocar em prática o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica estão sendo ressarcidos pela ANEEL através do reajuste tarifário de 22 de abril de 2003. Até 31 de dezembro de 2003 foi apropriado o montante de R\$ 2.423 correspondente a 50,17%. O prazo estimado para apropriação do saldo remanescente é de 4 meses.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Valor gasto	5.113	5.113
Ajustes e reclassificações	<u>(873)</u>	—
Valor homologado	4.240	5.113
Remuneração financeira	591	—
Valor apropriado	<u>(2.423)</u>	—
Saldo a apropriar	<u>2.408</u>	<u>5.113</u>

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (KWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade emergencial, é de R\$ 0,0085/kWh, (Resolução ANEEL nº 496, de 26 de setembro de 2003).

Os valores contabilizados e repassados à CBEE, como encargo tarifário, têm a seguinte composição:

	<u>2003</u>		<u>2002</u>	
	<u>Faturado</u>	<u>Repassado</u>	<u>Faturado</u>	<u>Repassado</u>
Encargo de capacidade emergencial	<u>20.556</u>	<u>14.042</u>	<u>13.105</u>	<u>7.418</u>

Do montante faturado do Encargo de Capacidade Emergencial – ECE em 2002, R\$ 3.029 foram contabilizados como redução do Fornecimento Faturado, antes da emissão da Resolução nº 339/ANEEL, de 23/06/2002, que incluiu no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica as contas específicas para registro do referido encargo.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

10. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Os montantes e variação dos itens de custo da "Parcela A" devem ser neutros, isto é, repassados integralmente para as tarifas. As variações de custos de energia comprada, em decorrência do início da redução dos contratos iniciais (25%), foram reconhecidas no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, porém, as variações de custos de energia comprada, ocorridos no período entre 1º de janeiro de 2003 e o reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003, acumularam custos não reconhecidos no reposicionamento tarifário da Companhia.

A Companhia reconheceu como custos da "Parcela A" os valores inerentes a essas variações no montante de R\$ 1.225 referente à energia comprada.

O valor correspondente ao período de 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003 já está sendo recuperado através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2003, e ao período de 23 de março de 2003 a 23 de março de 2004 será recuperado no próximo reajuste tarifário.

Composição	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
CVA – 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001 (vide nota 8, letra c)		11.696	11.696		1.777	1.777
CVA – 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002	195		195	30		30
CVA – 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003	4.839		4.839	4.141		4.141
CVA – 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004		10.718	10.718		642	642
Total em 31 de dezembro de 2003	<u>5.034</u>	<u>22.414</u>	<u>27.448</u>	<u>4.171</u>	<u>2.419</u>	<u>6.590</u>
Total em 31 de dezembro de 2002	<u>7.108</u>	<u>9.483</u>	<u>16.591</u>	<u>6.629</u>	<u>1.441</u>	<u>8.070</u>

11. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas (%)	2003
Bradesco	CDB/CDI	diversos	98,5% CDI	<u>1.005</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

12. TRIBUTOS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia procede as retenções e/ou antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	Controladora				Consolidado	
	2003		2002		2002	
	Ativo circulante	Realizável longo prazo	Ativo circulante	Realizável longo prazo	Ativo circulante	Realizável longo prazo
IR sobre aplicação financeira	74		98		98	
IR antecipado e do ano	7.031		3.376		3.421	
Incentivo fiscal ADENE	2.105		2.547		2.547	
CSLL antecipada do ano	3.235		1.257		1.257	
CSLL exercício anterior	2.826		5.285		5.285	
IRPJ exercício anterior	5.152		14.151		14.151	
IRRF swap	1.760		11.664		11.664	
PIS e COFINS a compensar	493		8.159		8.166	
COFINS órgãos públicos	18		26		26	
PIS órgãos públicos	4		5		5	
IR órgãos públicos	92		102		102	
CSLL órgãos públicos	76		115		115	
ICMS a recuperar CIAP	698	9.173	4.194	7.864	4.194	7.864
Outros	49		17		17	
Total	<u>23.613</u>	<u>9.173</u>	<u>50.996</u>	<u>7.864</u>	<u>51.048</u>	<u>7.864</u>

Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado.

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

Em 31 de dezembro de 2001, por conta do Acordo Geral do Setor Elétrico, a COSERN reconheceu em seus ativos os montantes de receitas a recuperar, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de energia elétrica, mediante Recomposição Tarifaria Extraordinária – RTE, em consequência da redução da demanda e pela intervenção do Governo Federal cujos valores estão detalhados à nota explicativa nº 8. Concomitantemente, estas receitas foram oferecidas à tributação para IRPJ, CSLL, PIS e COFINS pelo regime de competência de acordo com a legislação fiscal. Em 2002, a Receita Federal, através do Parecer COSIT nº 26, de setembro de 2002, reconheceu que a receita gerada pela aplicação da sobretarifa de que trata o Parágrafo primeiro do artigo 4º da então Medida Provisória nº 14, de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, deverá compor a apuração das bases de cálculos dos tributos federais mencionados acima, quando ocorrer o efetivo consumo de energia sobre o qual incidiu a respectiva cobrança da sobretarifa, à medida e na proporção de sua efetivação, sendo os tributos apurados de acordo com a Lei vigente em cada um desses períodos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Dessa forma, os valores de tributos devidos em 2001 e 2002, recolhidos em 2002 por conta da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE pela Companhia, tornaram-se indevidos e foram reconhecidos no ativo da Companhia como tributos e contribuições a recuperar pela seguinte espécie e valores:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
IRPJ e CSLL	7.978	18.685
PIS e COFINS		<u>7.750</u>
Total	<u>7.978</u>	<u>26.435</u>

13. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém Imposto de Renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	<u>2003</u>		<u>2002</u>	
	Base de cálculo	Tributo diferido ativo	Base de cálculo	Tributo diferido ativo
Imposto de Renda	<u>231.168</u>	<u>57.792</u>	<u>212.613</u>	<u>53.153</u>
Prejuízos fiscais	90.000	22.500	104.677	26.169
Diferenças temporárias	141.168	35.292	107.936	26.984
Contribuição Social	<u>162.402</u>	<u>14.616</u>	<u>146.811</u>	<u>13.213</u>
Base negativa	48.625	4.376	66.267	5.964
Diferenças temporárias	113.777	<u>10.240</u>	80.544	<u>7.249</u>
Total		72.408		66.366
Ativo circulante		<u>(2.640)</u>		<u>(7.377)</u>
Ativo realizável a longo prazo		<u>69.768</u>		<u>58.989</u>

Estudos técnicos de viabilidade, aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir.

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009 - 2012</u>	<u>Total</u>
Imposto de Renda	1.734	3.814	3.410	5.606	7.108	36.120	57.792
Contribuição Social	906	1.228	1.724	2.821	3.596	4.341	<u>14.616</u>
							<u>72.408</u>

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado que a mesma opera.

Nos últimos cinco anos, a Companhia apresentou lucro tributável.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais combinadas a uma taxa de 34 % em 2003 e 2002.

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	62.466	48.209
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição social	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	21.238	16.391
Diferenças permanentes - líquidas	<u>(326)</u>	<u>1.113</u>
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<u>20.912</u>	<u>17.504</u>

14. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 6 de março de 2001.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, as controladas mantêm o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2003 e 2002 são como segue:

<u>Balanco</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	<u>(458.590)</u>	<u>(448.466)</u>
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	179.428	189.552
Ativo circulante	<u>(10.210)</u>	<u>(10.124)</u>
Ativo realizável a longo prazo	<u>169.218</u>	<u>179.428</u>
<u>Resultado</u>		
Amortização do ágio	29.776	27.715
Reversão da provisão	<u>(19.652)</u>	<u>(18.292)</u>
Crédito fiscal	<u>(10.124)</u>	<u>(9.423)</u>
Efeito líquido no resultado	<u>-</u>	<u>-</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e estão sendo amortizados pelos períodos remanescentes da concessão. Na COSERN, desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 474, de 30 de novembro de 2000, conforme demonstrado na tabela a seguir:

Curva de amortização de ágio					
Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2002	0,04344	2012	0,03842	2022	0,02666
2003	0,04667	2013	0,03705	2023	0,02551
2004	0,04707	2014	0,03741	2024	0,02442
2005	0,04656	2015	0,03575	2025	0,02336
2006	0,04547	2016	0,03430	2026	0,02235
2007	0,04455	2017	0,03289	2027	0,02138
2008	0,04297	2018	0,03153		
2009	0,04118	2019	0,03022		
2010	0,04133	2020	0,02907		
2011	0,03983	2021	0,02784		

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R\$ 179.428 (2002, R\$ 189.552), que em essência representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

15. ESTOQUES

Composição	Controladora	
	2003	2002
Estoque total	5.479	6.008
Imobilizado – imobilizado em curso	(4.763)	(5.138)
Estoque no ativo circulante	<u>716</u>	<u>870</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

16. OUTROS CRÉDITOS

Composição	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
Subvenção à baixa renda - tarifa social (a)	4.065	10.500	10.500
Devedores diversos	1.558	1.616	1.660
Serviços prestados a terceiros	1.209	622	622
Outros	<u>4.099</u>	<u>2.053</u>	<u>2.031</u>
Total	10.931	14.791	14.813
Ativo circulante	<u>(7.850)</u>	<u>(14.791)</u>	<u>(8.795)</u>
Ativo realizável a longo prazo	<u>3.081</u>		<u>6.018</u>

(a) Subvenção à baixa renda - tarifa social (líquida)

O Governo Federal, através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional da Companhia.

Através do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, foram definidas as fontes para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no art.1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e conforme o estabelecido no art.5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Os valores liberados a título de financiamento, na forma do Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foram totalmente liquidados com a utilização dos recursos da subvenção econômica a fundo perdido, de acordo com o inciso II do art. 1º do Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e cancelados os correspondentes contratos de financiamento.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

17. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado
	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2002</u>
Termoaçu S.A.		150.640	
Outros investimentos	<u>10</u>	<u>10</u>	<u>10</u>
Total	<u>10</u>	<u>150.650</u>	<u>10</u>

Em reunião dos Conselhos de Administração da GUARANIANA e da COSERN foi tomada a decisão de desverticalização do projeto TERMOAÇU, entre outras razões, motivada pela não aprovação, pelo Órgão Regulador, do investimento da COSERN nesse projeto. Conforme contrato celebrado entre as partes, firmado em 31 de março de 2003, foi realizada pela GUARANIANA a compra de 150.639.960 ações ordinárias e nominativas de emissão da TERMOAÇU e de propriedade da COSERN, no valor de R\$ 182.378.

A Companhia registrou uma baixa no investimento de R\$ 150.640 referente às ações, no ativo circulante de R\$ 147 relativo aos custos iniciais, e no diferido de R\$ 31.591 decorrente dos encargos financeiros relacionados com os recursos repassados ou aportados na TERMOAÇU. Nesta transação não houve lucro.

Como resultado da operação, a Companhia tem registrado um contas a receber da GUARANIANA no montante de R\$ 127.294, apurado conforme demonstrado abaixo:

Valor da alienação	182.378
Adiantamento para desverticalização da Termoaçu S.A.	(14.454)
Amortização	<u>(32.612)</u>
Saldo em 31 de março de 2003	135.312
Atualização	19.043
Amortização	<u>(27.061)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2003	<u>127.294</u>

O saldo a receber com a Controladora é corrigido pela taxa DIOver, conforme definido no Contrato de Compra e Venda de 31 de março de 2003.

Movimentação dos investimentos:

	<u>Termoaçu</u>	<u>Outros</u>	<u>Total</u>
Saldos em 1º de janeiro de 2001	52.596	149	52.745
Integralizações	98.044		98.044
Baixa por alienação		<u>(139)</u>	<u>(139)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2002	150.640	10	150.650
Baixa por alienação	<u>(150.640)</u>		<u>(150.640)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2003	<u></u>	<u>10</u>	<u>10</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

18. IMOBILIZADO

Composição do imobilizado	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
Em serviço	357.752	341.097	341.311
Em curso	34.958	31.535	403.365
Subtotal	392.710	372.632	744.676
Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	(75.672)	(61.128)	(61.128)
Total	317.038	311.504	683.548

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte forma:

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Controladora				Consolidado		
		2003		2002		2002		
		Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor líquido	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço								
Distribuição	5,41	560.116	(215.290)	344.826	(53.476)	291.350	280.919	280.919
Comercialização	18,71	12.317	(6.641)	5.676		5.676	6.149	6.149
Administração	12,17	15.454	(8.204)	7.250		7.250	7.609	7.823
Subtotal		587.887	(230.135)	357.752	(53.476)	304.276	294.677	294.891
Em curso								
Geração								349.951
Distribuição		32.154		32.154	(22.196)	9.958	13.990	13.990
Comercialização		7		7		7	1.513	1.513
Administração		2.797		2.797		2.797	1.324	23.203
Subtotal		34.958		34.958	(22.196)	12.762	16.827	388.657
Total		622.845	(230.135)	392.710	(75.672)	317.038	311.504	683.548

As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 044/99 de 17 de março de 1999, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação por macroatividade/equipamentos principais			
Distribuição	(%)	Comercialização	(%)
Banco de capacitores	6,7	Equipamento geral	10,0
Chave de distribuição	6,7	Edificação	4,0
Condutor do sistema	5,0	Administração	
Estrutura do sistema	5,0	Edificação	4,0
Regulador de tensão	4,8	Veículos	20,0
Medidor	4,0	Intangível	20,0
Transformador	5,0	Equipamento geral	10,0

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Em atendimento às disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade 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:

	Distribuição	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Juros contabilizados	78.998	50.233
(-) Transferências para o imobilizado em curso	<u>(36)</u>	<u>(68)</u>
Efeito líquido no resultado	<u>78.962</u>	<u>50.165</u>

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995. A composição dessas obrigações é a seguinte:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Participação da União	1.479	1.479
Participação dos Estados	4.166	2.298
Participação dos Municípios	2.638	1.223
Participação do consumidor	65.280	55.093
Outros	<u>2.109</u>	<u>1.035</u>
Total	<u>75.672</u>	<u>61.128</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Universalização

A ANEEL, através da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentando o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos municípios com menor índice de eletrificação.

A Companhia submeteu à ANEEL, para aprovação, o Plano de Universalização de Energia Elétrica, elaborado em conformidade com o que preceitua a legislação, a ser implementado no período de 1º de janeiro de 2004 até 31 de dezembro do ano estabelecido para o alcance da universalização, de acordo com o artigo 10 desta Resolução. O plano de universalização da Companhia se estenderá até 2013.

19. DIFERIDO

A Companhia procedeu, em 31 de março de 2003, à baixa no ativo realizável a longo prazo no montante de R\$ 31.591, referente aos encargos financeiros ativados do Projeto TERMOAÇU, em função da alienação para a Holding Guaraniana S.A., vide nota explicativa nº 17. Nas demonstrações financeiras consolidadas de 2002, os encargos financeiros foram incorporados ao ativo imobilizado.

Movimentação do diferido

	Controladora	Consolidado
Saldo em 1º de janeiro de 2002	355	13.174
Despesas diferidas	1.147	(968)
Amortização acumulada	(1.460)	(1.460)
Encargos financeiros	<u>21.820</u>	<u>10.746</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2002	<u>21.862</u>	<u>10.746</u>
Encargos financeiros	9.729	
Baixa por alienação	<u>(31.591)</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2003	<u> </u>	

20. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
Fornecedores de energia elétrica	30.034	39.222	39.222
Fornecedores de energia elétrica – MAE	739	6.840	6.840
Materiais e serviços	<u>7.285</u>	<u>7.245</u>	<u>109.729</u>
Total	<u>38.058</u>	<u>53.307</u>	<u>155.791</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

21. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo prazo	2003	2002
Moeda nacional					
Banco do Brasil	332	12.836	34.710	47.546	35.075
Eletrobrás	279	5.899	3.258	9.157	23.401
BNDES FINEM	246	12.252	42.996	55.248	62.521
BNDES Emergencial	832	7.653	98.925	106.578	109.911
Itaú	6.754	1.188		1.188	24.937
Alfa					20.000
Bankboston	66	10.000		10.000	31.849
Fibra	780	5.000		5.000	
Total moeda nacional	<u>9.289</u>	<u>54.828</u>	<u>179.889</u>	<u>234.717</u>	<u>307.694</u>
Moeda estrangeira					
Banco do Brasil					13.263
Westlb	2.201	63.562		63.562	77.733
Itaú	309	57.784		57.784	70.666
Bradesco/BBV	274	21.715		21.715	24.966
Lloyds					15.206
Santander	4.584	28.892		28.892	23.813
Total moeda estrangeira	<u>7.368</u>	<u>171.953</u>		<u>171.953</u>	<u>225.647</u>
Total	<u>16.657</u>	<u>226.781</u>	<u>179.889</u>	<u>406.670</u>	<u>533.341</u>
Ajuste Swap		27.977		27.977	(31.211)
Total	<u>16.657</u>	<u>254.758</u>	<u>179.889</u>	<u>434.647</u>	<u>502.130</u>

A Companhia está em fase de conclusão da negociação do alongamento de sua dívida a ser liquidada no curto prazo. As transações em curso asseguram que tais processos chegarão com sucesso ao seu final.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Condições contratuais dos empréstimos da controladora em 31 de dezembro de 2003:

Fonte	Moeda	Data de assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
BANCO BRASIL	R\$	30/03/1994	Parcelamento de débito referente a empréstimo BNDES	IGPM + 10,136% a.a.	2014
ELETROBRÁS	R\$	DIVERSAS	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de transmissão e aquisição de medidores	6 a 12 % a.a.	2013
BNDES/FINEM	R\$	01/06/2000	Investimento sistema transmissão/Distribuição	TJLP + 4,5% a.a.	2008
ITAÚ	US\$	28/11/2001	Capital de Giro	102,45 % CDI	2004
ITAÚ	R\$	20/09/2002	Capital de Giro	110 % CDI	2004
WESTLB	US\$	29/08/2002	Capital de Giro	65 % CDI	2004
FIBRA	R\$	23/05/2003	Capital de Giro	CDI + 4,0% a.a.	2004
SANTANDER	US\$	29/01/2003	Capital de Giro	107 % CDI	2004
BBV	US\$	14/08/2003	Capital de Giro	CDI + 2,8% a.a.	2004
BRABESCO I	US\$	13/08/2003	Capital de Giro	CDI + 2,9% a.a.	2004
BANKBOSTON	R\$	12/05/2003	Capital de Giro	110% CDI	2004
BANCO BRASIL	R\$	18/11/2003	Capital de Giro	110% CDI	2004
BNDES/Emergencial	R\$	14/02/2002	Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica	SELIC + 1% a.a.	2010

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da controladora.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

Moeda estrangeira	2003			2002		
	Em moeda de origem (mil)	Em milhares de reais	%	Em moeda de origem (mil)	Em milhares de reais	%
Dólar norte-americano	62.066	179.321	100,00	62.119	219.486	94,00
Iene				<u>445.515</u>	<u>13.267</u>	<u>6,00</u>
Total		<u>179.321</u>	<u>100,00</u>		<u>232.753</u>	<u>100,00</u>
Principal		<u>171.953</u>			<u>225.647</u>	
Encargos		<u>7.368</u>			<u>7.106</u>	

Moeda nacional	2003		2002	
	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
UFIR	3.171	1,30	3.503	1,13
FINEL	1.400	0,57	2.866	0,93
IGP-M	37.192	15,24	47.616	15,39
TJLP	60.280	24,71	67.415	21,79
CDI	34.552	14,16	76.898	24,85
SELIC	<u>107.411</u>	<u>44,02</u>	<u>111.102</u>	<u>35,91</u>
Total	<u>244.006</u>	<u>100,00</u>	<u>309.400</u>	<u>100,00</u>
Principal	<u>234.717</u>		<u>307.694</u>	
Encargos	<u>9.289</u>		<u>1.706</u>	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002:

Moeda/Indexador	Variação %	
	2003	2002
Iene	(9,30)	68,18
Dólar norte-americano	(18,23)	52,27
Índice Geral de Preços Mercado – IGP – M	8,71	25,31
FINEL	1,70	4,68
TJLP	11,50	9,87
CDI	23,25	19,11
Taxa de Referência – TR	4,65	2,80
SELIC	26,69	21,39

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

<u>Cronograma de pagamento</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
2004		181.663
2005	37.934	28.562
2006	39.352	28.442
2007	30.738	28.427
Após 2007	<u>71.865</u>	<u>63.612</u>
Total	<u>179.889</u>	<u>330.706</u>

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	<u>Moeda nacional</u>		<u>Moeda estrangeira</u>	
	<u>Circulante</u>	<u>Longo prazo</u>	<u>Circulante</u>	<u>Longo prazo</u>
Saldos em 1º de janeiro de 2002	26.899	106.692	73.946	87.941
Ingressos	108.231	106.576	133.454	68.462
Encargos	21.268	2.383	17.202	
Variação monetária e cambial	2.980	6.279	83.830	48.820
Transferências	37.048	(37.048)		
Amortizações	<u>(69.333)</u>	<u>(2.576)</u>	<u>(224.077)</u>	<u>(56.824)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2002	127.093	182.307	84.355	148.399
Ingressos	67.144	567	25.611	
Encargos	50.415	5.137	20.311	
Variação monetária e cambial	(193)	3.391	(19.409)	(24.683)
Transferências	11.513	(11.513)	123.716	(123.716)
Amortizações	<u>(191.855)</u>	<u></u>	<u>(55.263)</u>	<u></u>
Saldos em 31 de dezembro de 2003	<u>64.117</u>	<u>179.889</u>	<u>179.321</u>	<u></u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

22. DEBÊNTURES

	2002	
Encargos da dívida	Circulante	Total
961	18.750	19.711

A Companhia liquidou em 1º de abril de 2003 a última parcela referente às debêntures emitidas em 1º de abril de 2000.

Características	Controladora
Forma e Espécie:	Nominativas simples
Quantidade de títulos:	7.500 debêntures simples
Valor nominal:	R\$ 10.000,00
Data da emissão:	01 de abril de 2000
Vencimento final:	01 de abril de 2003
Remuneração:	104,5 % da variação da taxa média do CDI
Periodicidade pagamento:	Semestral, a partir de outubro de 2001
Amortização programada:	Em 4 parcelas semestrais e consecutivas de R\$ 2.500,00 a partir de outubro/2001

23. TAXAS REGULAMENTARES

	Controladora	
	2003	2002
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	1.031	1.088
Quota de Consumo de Combustível – CCC		1.423
Conta de desenvolvimento energético - CDE	225	
Encargo de Capacidade Emergencial - ECE	3.059	2.902
Taxa de Fiscalização – ANEEL	89	57
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	1.150	907
Total	5.554	6.377

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

24. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
ICMS	9.329	7.557	7.557
IR de distribuição de lucros	1.823		
Imposto de renda – Pessoas física e jurídica	44	73	90
IPTU	195	1.978	1.978
ISS	90	140	351
INSS	567	486	486
FGTS	149	129	129
COFINS	2.218	2.102	2.102
PIS	1.220	1.077	1.077
CIDE – assistência técnica	6		
Outros	95	77	91
Total	<u>15.736</u>	<u>13.619</u>	<u>13.861</u>

25. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais a recolher, calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária, bem como o valor da contribuição social sobre o lucro calculado sobre o saldo da correção monetária complementar, Lei nº 8.200/91, a ser depreciado, bem como sobre a variação cambial de contratos em moeda estrangeira. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições serão verificados no momento da realização dos eventos mencionados.

Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos.

	2003	2002
Imposto de renda	37.086	33.623
Contribuição social sobre RTE	13.351	12.105
Contribuição social sobre CMC	1.309	1.773
PIS	3.450	3.259
COFINS	<u>6.272</u>	<u>6.049</u>
Total	61.468	56.809
Passivo circulante	<u>(7.551)</u>	<u>(7.944)</u>
Passivo exigível a longo prazo	<u>53.917</u>	<u>48.865</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

26. PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL - REFIS

A Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, entre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

O débito consolidado será pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em abril de 2000, atualizadas pela variação da TJLP, das quais já foram liquidadas 45 parcelas. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

O montante da dívida em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 está demonstrado a seguir:

	<u>Débito consolidado</u>
IRPJ	4.058
INSS	7.011
COFINS	<u>3.790</u>
Subtotal	14.859
(-) Compensação com créditos fiscais	<u>(6.947)</u>
Total do débito consolidado	<u>7.912</u>
Atualização com base na TJLP até 31/12/2002	1.842
Amortização no período de 01/04/2000 a 31/12/2002	<u>(5.369)</u>
Total do débito consolidado em 31/12/2002	4.385
Passivo circulante	<u>(2.054)</u>
Exigível a longo prazo	<u>2.331</u>
Atualização com base na TJLP de 01/01/2003 a 31/12/2003	428
Amortização no período de 01/01/2003 a 31/12/2003	<u>(2.095)</u>
Total do débito consolidado em 31/12/2003	2.718
Passivo circulante	<u>(2.309)</u>
Exigível a longo prazo	<u>409</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

27. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

O artigo 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e da contribuição social, dos juros sobre o capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na variação da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.

A reunião do Conselho de Administração, realizada em 29 de dezembro de 2003, decidiu pagar juros sobre o capital próprio aos seus acionistas, os quais foram calculados sobre o lucro antes dos impostos auferidos no exercício.

O valor distribuído aos acionistas monta em R\$ 16.271, o que corresponde a R\$ 0,0968085 por ação. Estes juros sobre o capital próprio são considerados ao final do exercício para cômputo do dividendo mínimo obrigatório.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
<u>Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado</u>		
Ações ordinárias	29.181	5.504
Ações preferenciais classe “A”	5.098	961
Ações preferenciais classe “B”	<u>4.384</u>	<u>827</u>
Total	<u>38.663</u>	<u>7.292</u>
<u>Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado</u>		
Lucro líquido do exercício	57.825	30.705
Constituição da reserva legal	(2.891)	(1.535)
Amortização do ágio incorporado	29.776	27.715
Reversão da provisão para manutenção do patrimônio líquido	(19.652)	(18.292)
Benefício fiscal da amortização do ágio incorporado	<u>(10.124)</u>	<u>(9.423)</u>
Base de cálculo do dividendo	<u>54.934</u>	<u>29.170</u>
<u>Dividendos mínimos obrigatórios</u>	<u>13.733</u>	<u>7.292</u>
<u>Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos e propostos</u>		
Dividendos – R\$ 0,2249073 por ação ON e R\$ 0,2473980 por ação PN (2002, R\$ 0,0424201 por ação ON e R\$ 0,0466621 por ação PN)	38.663	7.292
Juros sobre o capital próprio – R\$ 0,0968085 por ação ON e PN	<u>16.271</u>	
Total bruto	<u>54.934</u>	<u>7.292</u>
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio - 15%.		
Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.	<u>(1.823)</u>	

Em atendimento ao Aviso aos Acionistas publicado pela COSERN, em 30 de dezembro de 2003, a Guarani S.A solicitou a não retenção do Imposto de Renda na Fonte, no valor de R\$ 616, incidente sobre os valores de juros sobre o capital próprio a receber. Conforme entendimento da Secretaria da Receita Federal, emanado pelo Parecer Normativo nº 1, de 24 de setembro de 2002, a Guarani S.A, na figura de contribuinte efetivo do imposto de renda devido sobre a importância recebida a título de juros sobre o capital próprio, ofereceu o valor à tributação, considerando-os na apuração do lucro real na data de seu reconhecimento efetivo do crédito, 29 de dezembro de 2003.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A formação dos saldos em 31 de dezembro é como segue:

Em 1º de janeiro de 2002	32.959
Dividendos e Juros sobre o capital próprio:	
Pagos	(1.975)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	<u>7.292</u>
Em 31 de dezembro de 2002	38.276
Dividendos e Juros sobre o capital próprio:	
Pagos	(33.230)
Declarados	16.271
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	(1.823)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	<u>38.663</u>
Em 31 de dezembro de 2003	<u>58.157</u>

28. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

Contingências	2003			2002		
	Valor da provisão No exercício	provisão acumulada	Depósitos judiciais	Valor da provisão No exercício	provisão acumulada	Depósitos judiciais
Trabalhistas	<u>3.089</u>	<u>9.834</u>	<u>7.742</u>	(3.193)	<u>12.924</u>	<u>6.998</u>
Cíveis	<u>3.235</u>	<u>13.368</u>	<u>221</u>	<u>323</u>	<u>16.960</u>	<u>524</u>
Clientes – Plano Cruzado	1.099	2.607	221	6	3.706	
Outras	2.136	10.761		317	13.254	524
Fiscais	<u>(753)</u>	<u>8.902</u>	<u>2.294</u>	<u>(895)</u>	<u>4.734</u>	<u>1.890</u>
COFINS		1.465				
INSS		933			836	
IR	(152)	3.184	1.890		1.668	
CSLL		1.823			1.334	
Outras	<u>(601)</u>	<u>1.497</u>	<u>404</u>	<u>(895)</u>	<u>896</u>	
Total	<u>5.571</u>	<u>32.104</u>	<u>10.257</u>	<u>(3.765)</u>	<u>34.618</u>	<u>9.412</u>
Circulante		(17.951)			(15.936)	
Exigível a longo prazo		<u>14.153</u>			<u>18.682</u>	

Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas movidas contra a Companhia envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Cíveis

Cientes - Plano Cruzado

A Companhia é ré em demandas judiciais nas quais alguns consumidores industriais questionam a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteiam a restituição de valores envolvidos. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras companhias obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face a eventuais contingências advindas desses pleitos, a Companhia possui provisões constituídas no montante R\$ 2.607 (2002, R\$ 3.706) relacionado com o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986 dos consumidores industriais, acrescido dos encargos moratórios, cujos montantes são considerados suficientes.

Outras cíveis

Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais, de pessoas físicas e jurídicas, nas quais a Companhia é ré, envolvendo danos morais e materiais.

Fiscais - INSS

Referem-se a autuações da Companhia na condição de contribuinte solidário na contratação de serviços de empreiteira. A Companhia vem acionando as empreiteiras para comprovação do recolhimento e consequente baixar os autos. Não existem riscos à integridade do REFIS.

A administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir possíveis perdas com tais causas.

Outras fiscais

Existem processos de natureza fiscal, envolvendo COFINS, Imposto de renda sobre lucro inflacionário de 1999 e contribuição social, que estão em curso para os quais a opinião dos consultores jurídicos com relação às causas possíveis totalizam R\$ 7.969 (2002, R\$ 3.898).

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

29. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Controladora	
	2003	2002
Empréstimo compulsório	480	764
Taxa de iluminação pública - TIP	2.661	51
Depósito judicial Guaraniana	1.459	1.459
Outros	1.795	710
Total	6.395	2.984
Circulante	(3.826)	(1.307)
Exigível a longo prazo	2.569	1.677

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O Capital social totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2003 e de 2002 é de R\$ 140.413. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total	
	Única	%	A	%	B	%		
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	2.749	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.607	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurada prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada, ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "A" e "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício pela legislação societária, limitada a 20% do capital social.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Incentivo Fiscal Imposto de Renda - ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto 3.000/99.

Por conta disso, a COSERN formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais através do Laudo Constitutivo nº 0038/2002 – ADENE, emitido em 03 de julho de 2002. Em 15 de agosto de 2002 protocolou, junto à Delegacia da Receita Federal/RN, o Termo de Opção para formalizar o aproveitamento do crédito retroativo a 6 de dezembro de 2001. Conforme disposto no artigo 2º, da Instrução Normativa nº 217/2002, a Receita Federal deveria pronunciar-se sobre o pleito formalizado em até 120 dias da data de protocolo do referido “Termo”. Como este fato não ocorreu, considera-se uma aprovação tácita do referido pleito nos termos do artigo 553 § 3º do Decreto 3.000/99.

Dessa forma, a COSERN apurou em 2003 o valor de R\$ 2.105 (2002, R\$ 2.547) de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 37,50% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

31. FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora					
	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R\$	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Consumidores:						
Residencial	702.581	675.488	849.153	757.349	192.565	142.300
Industrial	4.370	4.414	864.721	882.197	139.217	122.190
Comercial	56.437	55.193	475.572	425.740	121.299	96.062
Rural	27.891	25.434	312.638	214.173	38.170	24.113
Poder Público	9.467	9.168	146.099	127.187	38.582	30.817
Iluminação Pública	1.957	1.597	117.996	102.991	18.583	15.292
Serviço Público	1.307	1.277	191.693	186.743	30.417	30.486
Consumo próprio	94	97	6.019	4.941		
Encargo de capacidade emergencial-ECE					20.556	13.105
Suprimento	1	1	735	528	304	221
Fornecimento não faturado					3.029	6.557
Subtotal	<u>804.105</u>	<u>772.669</u>	<u>2.964.626</u>	<u>2.701.849</u>	<u>602.722</u>	<u>481.143</u>
Recomposição tarifária (realização)					(20.628)	4.387
Energia livre (realização)					(4.159)	4.237
Disponibilização sistema transmissão e distribuição					493	305
MAE - Mercado Atacadista de Energia			29.810	663.911	146	44.749
Subvenção à baixa renda - tarifa social					23.357	14.057
Outras receitas					7.994	5.367
Total	<u>804.105</u>	<u>772.669</u>	<u>2.994.436</u>	<u>3.365.760</u>	<u>609.925</u>	<u>554.245</u>

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A ANEEL publicou, em 17/04/2003, no Diário Oficial da União, a Resolução nº 200 com o índice de reposicionamento tarifário da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN.

Também foi definido o Fator X (1,78%), mecanismo que reduz a aplicação do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), a partir de abril de 2004, permitindo o repasse para as tarifas de parcelas dos ganhos de produtividade das empresas. O mesmo ainda poderá ser ajustado em razão da avaliação da empresa pelos consumidores no Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC) em 2003.

O índice de reposicionamento médio da COSERN foi de 11,49%, com aplicação diferenciada para as categorias de consumo, em razão do Decreto n.º 4.667, de abril de 2003, devido ao fim gradual dos subsídios cruzados existentes entre grupos de consumo. Dessa forma, as Unidades Consumidoras do Grupo A3 (69 KV) tiveram as tarifas elevadas em 11,65%, as do Grupo A4 (13,8 KV) em 13,98% e as do Grupo B (220/380 V) em 10,38%. Essas novas tarifas valerão para os consumos que ocorrerem a partir de 22/04/2003.

O reposicionamento em 2003 ficará limitado ao valor que as empresas teriam de reajuste tarifário anual, caso ele fosse praticado este ano. A proposta de escalonamento da reposição de tarifas tem o objetivo de amenizar o impacto do índice para o consumidor.

No caso da COSERN, as tarifas autorizadas contemplam, além do reposicionamento tarifário (11,49%), a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA (redução de 0,17%), conhecida como conta gráfica, que reúne os custos não-gerenciáveis das empresas, os custos administrativos adicionais incorridos durante o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE, instituído pela Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001 (adição de 0,88%), e o dispêndio financeiro relativo à Reserva Global de Reversão – RGR de 2002 (adição de 0,26%), perfazendo um total, no primeiro ano, de 12,45%.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

32. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA - MAE

Nos exercícios de 2003 e 2002 a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, conforme demonstrado a seguir:

Compra	Controladora	
	2003	
	MWh (1)	R\$
Compra estimada (*)	38.397	994
Ajustes	(15)	(2)
Total	<u>38.382</u>	<u>992</u>

(*) referente aos meses de janeiro, maio, agosto, outubro, novembro e dezembro (estimado) de 2003.

Venda	Controladora			
	2003		2002	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
Venda estimada (*)	30.133	176	677.800	49.548
Ajustes	(323)	(30)	(13.889)	(4.799)
Total	<u>29.810</u>	<u>146</u>	<u>663.911</u>	<u>44.749</u>

(*) referente aos meses de fevereiro, março, abril, junho, julho e setembro de 2003 (2002, período de março a dezembro).

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Os montantes de receitas/despesas, faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, foram informados pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica e referendados pela Companhia.

33. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

Composição	Controladora	
	2003	2002
Aluguel	23	1.442
Renda da prestação de serviços	2.759	1.038
Serviço taxado	1.332	1.053
Obra terceiros	3.181	1.659
Outras receitas	<u>699</u>	<u>175</u>
Total	<u>7.994</u>	<u>5.367</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

34. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

<u>Composição</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Receita Operacional Líquida	467.557	439.538
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	(33.407)	(28.581)
Administradores	(2.357)	(2.160)
Entidade de previdência privada	(1.114)	(956)
Material	(5.298)	(4.754)
Serviço de terceiros	(34.716)	(29.508)
Quota para conta consumo combustível - CCC	(16.365)	(21.264)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(2.130)	
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	(920)	(759)
Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)
Energia livre - reversão		(4.237)
Depreciação e amortização	(32.180)	(29.842)
Tributos	(4.091)	(4.128)
Provisões operacionais (líquida de reversões)	(30.769)	(41.740)
Provisão para FNDCT - Lei 9.991/00	(1.438)	(1.210)
Outras	(1.102)	(12.147)
	<u>(372.592)</u>	<u>(371.167)</u>
Resultado do serviço	<u>94.965</u>	<u>68.371</u>

<u>Despesa com pessoal</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Remunerações	13.203	10.907
Encargos sociais	5.904	5.182
Auxílio alimentação	1.157	952
Convênio assistencial e outros benefícios	5.399	4.757
Incentivo à aposentadoria e PDV	241	436
Contencioso trabalhista	6.353	3.828
Participação nos resultados	1.462	3.121
Encerramento de ordem	179	4
(-) Transferências para imobilização em curso	(491)	(606)
Total	<u>33.407</u>	<u>28.581</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Energia elétrica comprada para revenda	Controladora			
	2003		2002	
	R\$	MWh (1)	R\$	MWh (1)
CHESF	172.473	3.454.153	163.412	4.086.560
SAELPA	200	3.716	226	5.004
GCS	1.339	13.855	449	4.176
Compras no MAE	994	38.397		
Ajustes	(1.973)		(4.134)	(110.411)
Total	<u>173.033</u>	<u>3.510.121</u>	<u>159.953</u>	<u>3.985.329</u>

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes

Encargos do uso do sistema de transmissão	Controladora	
	2003	2002
CHESF	7.405	6.677
Outros	<u>26.267</u>	<u>23.251</u>
Total	<u>33.672</u>	<u>29.928</u>

Provisões operacionais (líquida de reversões)	Controladora	
	2003	2002
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	36.340	37.975
Provisão (reversão) da provisão para contingência - líquida	<u>(5.571)</u>	<u>3.765</u>
Total	<u>30.769</u>	<u>41.740</u>

Depreciação e amortização	Controladora	
	2003	2002
Quota de depreciação no exercício	32.249	29.958
(-) Depreciação transferida para ordens em curso	<u>(69)</u>	<u>(116)</u>
Total	<u>32.180</u>	<u>29.842</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

<u>Outras despesas operacionais</u>	Controladora	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Arrendamentos e aluguéis	184	284
Seguros	189	137
Doações e contribuições	665	233
Recuperação de despesa	(1.364)	(58)
Publicações e avisos de desligamentos	682	434
Organismo representativo	494	453
Despesas de viagem	681	507
Consumo próprio de energia elétrica	(2)	(336)
Encerramento de ordem em curso	344	153
Legais e judiciais	1.293	908
Perdas operacionais	(6.814)	7.417
Eventos	192	238
Indenização de danos elétricos	315	350
Outros	<u>4.243</u>	<u>1.427</u>
Total	<u>1.102</u>	<u>12.147</u>

35. OPERAÇÕES COM EXPORTAÇÃO

A Companhia efetuou operação com exportação de commodities agrícolas para fins de captação de recursos, conforme estabelecido no contrato Pre-Export Financing Agreement firmado com o Banco WestLB S.A. Com base no contrato, a Companhia negocia com o WestLB adiantamento de recursos correspondente ao valor dos contratos de compra e exportação. O valor do adiantamento mais juros será pago em quatro parcelas semestrais, envolvendo o embarque das commodities agrícolas.

Os valores estão demonstrados a seguir:

	<u>2003</u>
Receita com exportação	4.723
Custo de exportação	(4.739)
Efeito líquido da operação	<u>(16)</u>

O resultado da operação é decorrente exclusivamente da variação cambial sobre o prêmio de exportação das commodities.

36. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	Controladora	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Ganho na desativação/alienação de bens e direitos	719	167
Perda na desativação de bens e direitos	(1.751)	(1.353)
Outras (despesas) receitas não operacionais	<u>(11)</u>	<u>370</u>
Total	<u>(1.043)</u>	<u>(816)</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

37. PARTICIPAÇÕES NOS RESULTADOS

A Companhia possui um programa de participação dos empregados nos lucros ou resultados, baseado nos objetivos operacionais e financeiros previamente estabelecidos com os mesmos. O montante desta participação para o exercício de 2003 foi de R\$ 1.462 (2002 - R\$3.121).

38. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A COSERN efetuou transações com partes relacionadas:

Partes relacionadas	Transações	2003			2002		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia	Pessoal		6	(66)		61	(6)
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários					3	
Iberdrola S/A	Serviços de consultoria						(66)
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado		41	(504)			(592)
BENBRASIL (b)	Serviço de Engenharia		77	(3.251)		555	(3.206)
Enxaco Serv. Elétricos S/A	Manutenção/recuper. de equipamentos			(375)	57	187	(1.074)
Termoação S/A (c)	Valores a receber	181		23	93		
ICS Energia (d)	Valores a pagar		210	(840)		290	
ICS Comércio e Serviços (e)	Serviços de consultoria		17	(201)		(449)	
Celpe	Funções compartilhadas (g)		22			185	
	Material/serviço			43	11		(12)
	Total Celpe		22	43	11	185	(12)
Coelba	Funções compartilhadas (g)		1.117		37	4.164	(699)
	Material/serviço	4	21	(66)		299	(41)
	Uso da rede		9	(74)		4	(27)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		40.471				
	Total Coelba	4	41.618	(140)	37	4.467	(767)
Guaraniana	Venda da Termoação (f)	127.294					
	Prestação de contas			19.043			
	Adiantamento para desverticalização da Termoação S.A.					13.500	
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		13.711				
	Total Guaraniana	127.294	13.711	19.043		13.500	
Cosern (h)	Contrato de mútuo		1.536	254		3.324	398

(a) Amara Brasil - Contrato nº 44113998, vigência de 16/12/1998 até 15/05/2005. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.

(b) Ibenbrasil - Contrato nº 4600004918, vigência de 01/09/2003 até 31/08/2006, corrigido a cada 12 meses com base até o Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas, Serviços de Consultoria, Coluna 39, Série A0157980 da revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas.

(c) Termoação - Contrato com validade até 30/10/2004, sendo corrigido a cada 12 meses pelo IGPM.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(d) GCS - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 01/10/2002 até 30/11/2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na data de revisão do reajuste tarifário, através da aplicação da seguinte fórmula:

$$P_{cei} = P_{ceoi} \frac{(K1 * IGPM1i)}{IGPMoi}$$

(e) GCS - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 01/01/2003 até 31/12/2005. O mesmo será atualizado anualmente aplicando a seguinte fórmula:

$$Pi = Poi * \frac{IGPM1i}{IGPMoi}$$

(f) Guaraniana - Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, sendo o saldo corrigido pela Taxa DI Over, constituído em 31 de março de 2003.

(g) Funções compartilhadas - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 05 de outubro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :

- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
- otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco; e
- atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

(h) Fasern – Contrato nº 09/94, vigência até 1 de setembro de 2004, atualizado pela TR+ 6% a.a.

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 04 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A administração está apresentando esclarecimentos adicionais referentes à forma de atuação e aos benefícios auferidos pelas empresas com a implementação do Consórcio, com vista a obter a anuência da ANEEL para o referido contrato.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

39. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- Considerações gerais

A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

A administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

- Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes, com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

As contas a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$ 185.617 (2002, R\$ 142.873). Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilitam a previsão dos prazos de recebimento.

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados aos projetos específicos de infra-estrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.

O contrato de mútuo obtido junto à FASERN pela COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- Fatores de risco

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 consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco, e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores, o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

Moeda estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2003, operações de “swap” cambial no valor nominal total contratado de R\$ 164.990 (2002, R\$ 189.324), representando aproximadamente 96% do endividamento em moeda estrangeira.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2003 a Companhia apurou um resultado negativo nas operações de “hedge” cambial no montante de R\$ 62.083, (2002, resultado positivo de R\$ 108.668).

Risco de Taxa de Juros

Este 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. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamento com o WestLB e o BNDES/FINEM com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida (vide nota explicativa nº 21).

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

40. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN – FASERN, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (das patrocinadoras e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de corresponsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 10,45% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 5,68% às contribuições normal e de risco e 1,87 % à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de Contribuição Definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características, o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,13% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 3,56% à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,86% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81 % à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	FASERN	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Custo do imobilizado em curso	241	352
Despesas operacionais	<u>1.114</u>	<u>956</u>
Total	<u>1.355</u>	<u>1.308</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Operações com as Fundações

A Companhia mantém contrato de mútuo com a Fundação, para controle das dívidas, dentro dos limites estabelecidos pela legislação vigente à época, e estabelecimento das condições para remuneração e amortização da dívida, compatíveis com as práticas de mercado.

	FASERN	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Crédito de curto prazo	1.536	1.864
Crédito de longo prazo		<u>1.460</u>
Total	<u>1.536</u>	<u>3.324</u>

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método do crédito unitário projetado, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

O parecer atuarial da FASERN, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira da fundação, em 31 de dezembro de 2003 e 2002 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

	FASERN	
<u>Planos de Benefício Definido</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Valor justo dos ativos do Plano	54.102	44.713
Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	(45.660)	(37.422)
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer	<u>(41)</u>	<u>(38)</u>
Ativo Líquido (Status de cobertura do plano)	<u>8.401</u>	<u>7.253</u>
Ganho atuarial não reconhecido	<u>(2.690)</u>	<u>(4.692)</u>
Ativo Líquido para a Empresa	<u>5.711</u>	<u>2.561</u>

Os superávits apresentados no plano previdenciário de benefício definido da FASERN minimizam o risco de eventual passivo atuarial futuro para a Companhia. A realização e registro contábil dos superávits não têm previsão na legislação atual.

	FASERN	
<u>Custo esperado do Plano Previdenciário de Benefício Definido</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Custo do serviço corrente		
Custo dos juros	4.680	3.660
Retorno dos investimentos	<u>(5.540)</u>	<u>(4.424)</u>
Ativo Líquido	<u>(860)</u>	<u>(764)</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

<u>Principais premissas atuariais</u>	FASERN	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Taxa de desconto	10,24	10,24
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do plano	10,24	10,24
Taxa de crescimento salarial	6,08	6,08
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,00	4,00
Fator de capacidade do benefício/salário	100,00	100,00

41. SEGUROS

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia, está demonstrada a seguir:

<u>Riscos</u>	<u>Data da vigência</u>	<u>Importância segurada</u>	<u>Prêmio</u>
Riscos nomeados – Subestações e Usinas	31/12/2003	31.025	65
Riscos nomeados – Imóveis próprios e locados	31/12/2003	17.273	36
Responsabilidade civil geral – RC Operações	31/12/2003	1.800	77

Os seguros da Companhia são contratados conforme a respectiva política de gerenciamento de riscos e seguros vigente.

Riscos nomeados – subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertos os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Têm cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra danos elétricos.

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros) e almoxarifados - com respectivos conteúdos, cobertura securitária básica de incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza.

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais e/ou industriais da Companhia. O limite máximo a indenizar por evento é de R\$ 1.200; o limite agregado é de R\$ 1.800.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

42. PROJETO DE ALTERAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO

Em 11 de dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia divulgou as bases do novo marco regulatório para o setor elétrico, tendo como objetivos principais: garantir a segurança de suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social no setor, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

O novo modelo parte de três princípios básicos:

- a reafirmação do conceito de que a produção de energia deve ser tratada como serviço público e como tal deve ser um bem estendido a todos os brasileiros;
- a modicidade tarifária, em que a renda proporcionada pelos ativos depreciados seja apropriada ao consumidor;
- que o risco do investidor na geração seja assumido pelo sistema integrado, que tem maior capacidade de se compensar pelas perdas das variações dos ciclos hidrológicos e das oscilações da demanda do mercado. Em troca, o investidor disponibiliza seus ativos e equipamentos ao sistema, mediante um contrato com um novo agente setorial chamado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e que o remunera sem a componente de risco.

O novo modelo também revitaliza o planejamento determinativo no âmbito do próprio MME, através de um novo agente setorial (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), aproveita a experiência das licitações e dos contratos na área de transmissão, mantém o ONS e a ANEEL e sugere várias fontes alternativas para o financiamento do setor, a cargo da Eletrobrás. A proposta extingue o MAE e toda a parte do antigo modelo conduzida por esse agente, transferindo para a CCEE a contabilização e liquidação dos contratos, bem como a centralização de todas as negociações do setor elétrico.

A atividade de distribuição deverá ser segregada empresarialmente das de geração e de transmissão, que poderão ser verticalizadas. Os distribuidores devem contratar 100% de seu mercado previsto com antecedência de cinco anos e, para firmarem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com geradores de serviço público e/ou produtores independentes (PIE), devem constituir garantia, através do Contrato de Constituição de Garantias (CCG). Pelo CCG, a ser firmado entre distribuidores, CCEE, geradores e/ou PIE e bancos, os distribuidores oferecem seus recebíveis como garantia e o contrato regerá a forma como as garantias poderão ser executadas em caso de inadimplência.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As sobras de energia, decorrentes da diferença entre a energia contratada pela distribuidora e o consumo real de seu mercado, serão compensadas entre distribuidoras sob a coordenação da CCEE, que fará o rateio da energia procurando suprir a todos na proporção dos seus déficits. Quando as sobras não forem suficientes para atender os déficits, a CCEE poderá determinar a contratação extraordinária de energia, seja pelo adiantamento de obras de geração e transmissão, pela construção de novas usinas, pela compra de energia livre de produtores independentes ou de excedentes de autoprodutores ou ainda pela importação de energia ou pelo gerenciamento pelo lado da demanda. Serão penalizadas as distribuidoras que subestimarem suas previsões de mercado e as geradoras que tiverem suas obras atrasadas, saídas além dos padrões permitidos, entre outras. As penalidades pagas serão utilizadas para modicidade das tarifas.

A CCEE terá também a função de calcular a tarifa de suprimento, a ser paga pelas distribuidoras. A tarifa poderá ser única ou regionalizada e será calculada com base na soma das projeções de carga dos distribuidores e também na soma dos encargos de geração e da administração dos contratos pela CCEE.

De acordo com o documento divulgado pelo MME, a segurança de suprimento deverá ser acompanhada por um comitê (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE), observando-se, entre outros itens, o não-cumprimento do cronograma de construção de empreendimentos, as condições hidrológicas excepcionalmente adversas e o aumento imprevisto do consumo, e propondo-se as medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas ao atendimento.

Consumidores com carga igual ou superior a 3 MW, atendidos em qualquer nível de tensão, poderão optar entre continuar sendo atendidos pelo distribuidor local, comprar energia diretamente de um produtor independente ou comprar energia por meio de um comercializador. A opção pela condição de consumidor livre pode abranger toda ou parte da carga do consumidor e os prazos de opção de consumidores potencialmente livres para migrar para o Ambiente de Contratação Livre são os seguintes:

- Demanda máxima de 3 a 5 MW: 1 ano;
- Demanda máxima de 5 a 10 MW: 2 anos;
- Demanda máxima acima de 10 MW: 3 anos.

O modelo prevê um período de transição para a implantação dos novos agentes, como a EPE e a CCEE, e para a contratação de energia para os próximos anos, conforme as novas regras. Assegura-se o respeito aos contratos existentes, não ocorrência de aumentos tarifários e a criação de ambiente propício à retomada de investimentos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

43. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE – NÃO AUDITADA

A composição do resultado da COSERN segregado por atividade é a seguinte:

	Distribuição/ Comercialização	Não Vinculadas Concessão	Total
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
Fornecimento de energia elétrica	602.722		602.722
Suprimento de energia elétrica	146		146
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	493		493
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	23.357		23.357
(Reversão) receita da recomposição tarifária do racionamento	(20.628)		(20.628)
(Reversão) receita da energia livre racionamento	(4.159)		(4.159)
Outras receitas operacionais	7.994		7.994
Receita operacional	609.925		609.925
ICMS	(94.540)		(94.540)
PIS	(3.452)		(3.452)
COFINS	(17.704)		(17.704)
ISS	(32)		(32)
Quota para reserva global de reversão - RGR	(6.084)		(6.084)
Encargo capacidade emergencial - ECE	(20.556)		(20.556)
Deduções da Receita operacional	(142.368)		(142.368)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	467.557		467.557
Custo do serviço de energia elétrica	(319.630)		(319.630)
Custo com energia elétrica	(206.705)		(206.705)
Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)		(173.033)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(33.672)		(33.672)
Custo de operação	(112.925)		(112.925)
Pessoal	(13.203)		(13.203)
Entidade de previdência privada	(513)		(513)
Material	(3.633)		(3.633)
Serviços de terceiros	(10.518)		(10.518)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC	(16.365)		(16.365)
Conta de desenvolvimento energético – CDE	(2.130)		(2.130)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	(920)		(920)
Depreciação e amortização	(28.490)		(28.490)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)	(36.340)		(36.340)
Tributos	(212)		(212)
Outras despesas operacionais	(601)		(601)
Custo de serviço prestado a terceiros	(2.388)	(35)	(2.423)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	145.539	(35)	145.504
Despesas operacionais			
Despesas com vendas	(12.149)		(12.149)
Despesas gerais e administrativas	(38.390)		(38.390)
Resultado do serviço	95.000	(35)	94.965

- continua -

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- continuação-

	Distribuição/ Comercialização	Não vinculadas à concessão	Total
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
Receita (despesa) financeira	(15.169)	(16)	(15.185)
Renda de aplicações financeiras	467		467
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	14.745		14.745
Remuneração financeira recomposição tarifária	34.482		34.482
Variação cambial e monetária líquida	90.812	(16)	90.796
Resultado de Swap	(62.083)		(62.083)
Encargos de dívida (líquido de R\$ 36, transferido p/custo obra - nota 18)	(78.962)		(78.962)
Outras receitas (despesas) financeiras	(14.630)		(14.630)
Juros sobre o capital próprio a pagar/pagos	(16.271)		(16.271)
RESULTADO OPERACIONAL	63.560	(51)	63.509
Receita não operacional	803		803
Despesa não operacional	(1.846)		(1.846)
Resultado não operacional	(1.043)		(1.043)
LUCRO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA	62.517	(51)	62.466
Imposto de renda e contribuição social - corrente	(7.675)		(7.675)
Imposto de renda e contribuição social - diferido	(13.237)		(13.237)
LUCRO ANTES DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	41.605	(51)	41.554
Reversão dos juros sobre capital próprio a pagar	16.271		16.271
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	57.876	(51)	57.825

As receitas e despesas vinculadas às atividades de produção, transmissão e distribuição são alocadas diretamente às unidades operativas, e as vinculadas à administração central são alocadas às unidades administrativas. As despesas remanescentes com administração central, após o rateio de administração geral às ordens em curso, são alocadas às atividades operativas proporcionalmente aos saldos das contas. As receitas e despesas com participações societárias são alocadas aos investimentos atípicos à concessão. Esse procedimento está em conformidade com o que determina o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL 001/97.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

44. EVENTOS SUBSEQÜENTES

Encargo de aquisição de energia elétrica emergencial

A Resolução ANEEL nº 728, de 29 de dezembro de 2003, estabelece o valor de R\$ 0,004681/kWh para o encargo de aquisição de energia elétrica emergencial, definido na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e regulamentado na Resolução ANEEL nº 429, de 6 de maio de 2002, com vigência no período de 1º a 31 de janeiro de 2004.

Majoração da COFINS

Em 29 de dezembro de 2003, foi sancionada pelo Presidente da República a Lei nº 10.833, em decorrência da conversão em Lei da Medida Provisória nº 135 que institui, a partir de 1º de fevereiro de 2004, a “não-cumulatividade” na incidência da COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.

A alíquota nominal da COFINS passará de 3% para 7,6%, sendo permitida a compensação das contribuições incidentes nas operações anteriores, no mesmo molde do que já vigora para as contribuições ao PIS/PASEP desde dezembro de 2002.

Embora os dispositivos acima tenham o objetivo de eliminar a cobrança da COFINS em cascata, desonerando o setor produtivo, seus efeitos variam de acordo com o ramo de atividade e a estrutura de cada empresa.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002 INFORMAÇÕES ADICIONAIS

	Controladora		Consolidado
	2003 R\$ mil	2002 R\$ mil	2002 R\$ mil
Fluxo de caixa proveniente das operações			
Lucro líquido do exercício	57.825	30.705	30.705
Ajustes para reconciliar o lucro do exercício com recursos provenientes de atividades operacionais			
Depreciação e amortização	32.222	30.323	30.323
Amortização do ágio, líquida	10.124	9.423	9.423
Variações monetárias, cambiais e juros, líquidas	4.656	107.088	107.088
Valor residual do ativo permanente baixado	1.373	1.439	1.439
Provisão (reversão) para contingências fiscais e trabalhistas	(5.571)	3.765	3.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9.289	31.355	31.355
Provisão para ajuste do valor de realização da RTE	10.602		
Reserva de isenção - ADENE	2.105	2.547	2.547
	<u>122.625</u>	<u>216.645</u>	<u>216.645</u>
(Aumento) redução de ativos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	86.732	(43.076)	(43.271)
Títulos a receber	(32.693)	(2.653)	(2.653)
Recomposição tarifária racionamento	20.625	7.198	7.198
Energia livre - racionamento	8.934	(4.393)	(4.393)
Bônus do racionamento (líquido de acréscimo à tarifa)	384	6.033	6.033
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	(5.755)	(6.233)	(6.233)
Gastos incrementais com racionamento a recuperar	2.705	(1.068)	(1.068)
Repasse de empréstimos e financiamentos	(331)		
Serviços em curso	186	1.071	1.071
Títulos e valores mobiliários	(1.005)		
Tributos a compensar	26.074	(43.579)	(43.623)
Estoque	154	258	258
Contas a receber - controladora	(142.501)		
Depósitos judiciais	(845)	(1.717)	(1.717)
Bens e direitos destinados a alienação		(9)	(9)
Outros créditos	3.860	(9.819)	(9.749)
	<u>(33.476)</u>	<u>(97.987)</u>	<u>(98.156)</u>
(Aumento) redução de passivos			
Fornecedores	(15.249)	1.154	92.517
Energia livre - racionamento	(183)	4.238	4.238
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	(1.480)	8.070	8.070
Folha de pagamento	593	(410)	(416)
Taxas regulamentares	(823)	3.839	3.839
Entidade de previdência privada	(1.788)	(3.390)	(3.390)
Tributos e contribuições sociais	2.117	(9.274)	(9.101)
Tributos e contribuições diferidos	(10.672)	(3.862)	(3.862)
Programa Recuperação Fiscal - REFIS	(1.667)	(1.925)	(1.925)
Dividendos e juros sobre capital próprio	19.881	7.292	7.292
Obrigações estimadas	6.045	9.352	9.361
Provisão para contingências	3.057	(1.929)	(1.929)
Coligadas, controladas e controladora	(3.341)	963	18.362
Adiantamentos recebidos	(313)	183	183
Consumidores devolução baixa renda	(7.887)	8.488	8.488
Outros créditos	3.411	5.859	79.570
	<u>(8.299)</u>	<u>28.648</u>	<u>211.297</u>
RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS OPERAÇÕES	<u>80.850</u>	<u>147.306</u>	<u>329.786</u>

- continua -

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- continuação -

	Controladora		Consolidado
	2003	2002	2002
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO			
Adiantamento para futuro aumento de capital	(13.500)	13.500	13.140
Financiamentos obtidos	93.322	416.723	416.723
Debêntures e encargos	(19.711)	(39.070)	(39.070)
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e juros	(247.118)	(352.810)	(352.810)
Juros sobre operações de Swap	(2.895)	(37.320)	(37.320)
Pagamentos de juros sobre o capital próprio e dividendos	(33.230)	(1.975)	(1.975)
	<u>(223.132)</u>	<u>(952)</u>	<u>(1.312)</u>
TOTAL DE INGRESSO (SAÍDA) DE RECURSOS	<u>(142.282)</u>	<u>146.354</u>	<u>328.474</u>
ATIVIDADE DE INVESTIMENTO			
Alienação (aplicação) em investimentos	182.378	(98.044)	
Aplicações no imobilizado	(39.087)	(47.972)	(349.104)
Aplicações no diferido		(21.820)	(9.443)
	<u>143.291</u>	<u>(167.836)</u>	<u>(358.547)</u>
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	<u>1.009</u>	<u>(21.482)</u>	<u>(30.073)</u>
Caixa e equivalentes no início do exercício	7.002	28.484	44.163
Caixa e equivalentes no final do exercício	8.011	7.002	14.090
Total dos efeitos de caixa	<u>1.009</u>	<u>(21.482)</u>	<u>(30.073)</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002 - INFORMAÇÕES ADICIONAIS

	Controladora	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
	<u>R\$ mil</u>	<u>R\$ mil</u>
RECEITAS		
Vendas de energia e serviços	609.925	554.245
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(36.340)	(37.975)
Resultado não operacional	(1.043)	(816)
	<u>572.542</u>	<u>515.454</u>
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
Energia elétrica e uso da rede	(206.705)	(194.118)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(35.713)	(49.757)
	<u>(242.418)</u>	<u>(243.875)</u>
VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>330.124</u>	<u>271.579</u>
DEPRECIAÇÃO E AMORTIZAÇÃO	<u>(32.222)</u>	<u>(30.323)</u>
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	<u>297.902</u>	<u>241.256</u>
VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO - Receitas financeiras	115.987	372.474
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	<u>413.889</u>	<u>613.730</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
. Pessoal e administradores		
Remunerações	25.304	19.944
Encargos sociais (exceto INSS)	1.399	1.286
Entidade de previdência privada	1.114	1.050
Auxílio alimentação	1.157	952
Incentivo à aposentadoria e PDV	243	436
Convênio assistencial e outros benefícios	1.903	1.425
Participação nos resultados	1.462	3.121
Custos imobilizados	(491)	(606)
	<u>32.091</u>	<u>27.608</u>
. Governo		
INSS (sobre folha de pagamento)	4.736	4.086
ICMS	94.540	77.090
Imposto de renda e contribuição social	20.912	17.504
PIS e COFINS sobre faturamento	21.156	21.092
Obrigações intra-setoriais	47.492	39.740
Outros	3.823	4.114
	<u>192.659</u>	<u>163.626</u>
. Financiamentos		
Juros e variações cambiais	114.094	389.010
Aluguéis	185	284
Outros	17.035	2.497
	<u>131.314</u>	<u>391.791</u>
. Acionistas		
Juros sobre o capital próprio	16.271	
Dividendos	38.663	7.292
Reserva legal	2.891	1.535
Reserva de retenção de lucro		21.878
	<u>57.825</u>	<u>30.705</u>
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUIDO	<u>413.889</u>	<u>613.730</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E DE 2002
INFORMAÇÕES ADICIONAIS

BASE DE CÁLCULO	2003				2002			
	R\$ mil				R\$ mil			
Receita Líquida (RL)	467.557				439.538			
Resultado Operacional (RO)	63.509				49.025			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	18.932				19.644			
Valor Adicionado Total (VAT)	413.889				613.730			
Indicadores Sociais Internos	% sobre		% sobre		% sobre		% sobre	
	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT
Alimentação	1.129	5,96	0,24	0,27	1.001	5,10	0,23	0,16
Encargos sociais compulsórios	6.296	33,26	1,35	1,52	5.385	27,41	1,23	0,88
Previdência privada	1.282	6,77	0,27	0,31	1.307	6,65	0,30	0,21
Saúde	749	3,96	0,16	0,18	677	3,45	0,15	0,11
Segurança e medicina do trabalho	298	1,57	0,06	0,07	378	1,92	0,09	0,06
Educação	122	0,64	0,03	0,03	84	0,43	0,02	0,01
Capacitação e desenvolvimento profissional	361	1,91	0,08	0,09	378	1,92	0,09	0,06
Creches ou auxílio-creche	25	0,13	0,01	0,01	39	0,20	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	1.462	7,72	0,31	0,35	3.121	15,89	0,71	0,51
	11.724	61,93	2,51	2,83	12.370	62,97	2,81	2,02
Indicadores Sociais Externos	% sobre		% sobre		% sobre		% sobre	
	R\$ mil	RO	RL	VAT	R\$ mil	RO	RL	VAT
Educação	165	0,26	0,04	0,04	1.289	2,63	0,29	0,21
Cultura	1.353	2,13	0,29	0,33				
Doações e contribuições	165	0,26	0,04	0,04	164	0,33	0,04	0,03
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	140.618	221,41	30,08	33,97	119.683	244,13	27,23	19,50
Outros					1			
	142.301	224,06	30,44	34,38	121.137	247,09	27,56	19,74
Indicadores Ambientais	% sobre		% sobre		% sobre		% sobre	
	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT
Relacionados com a operação da Companhia	1.286	6,79	0,28	0,31	884	4,50	0,20	0,14
Em programas e/ou projetos externos	21	0,11		0,01				
	1.307	6,90	0,28	0,32	884	4,50	0,20	0,14

- continua -

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- continuação -

Indicadores do Corpo Funcional (1)	2003	2002
Nº de empregados ao final do exercício	633	619
Nº de admissões durante o exercício	27	24
Nº de empregados acima de 45 anos	170	145
Nº de mulheres que trabalham na Companhia	152	146
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	12,00%	15,50%
Investimentos sociais (1)	2003	2002
Programa de desperdício - R\$ mil	1.409	579
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - R\$ mil	783	1.031
Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (1)	2003	2002
Número total de acidentes de trabalho	8	11
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos:	() pela direção	() direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos:	() pela direção	() direção e gerências
A previdência privada contempla:	() pela direção	() direção e gerências
A participação nos lucros ou resultados contempla:	() pela direção	() direção e gerências
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela Companhia:	() não são considerad os	() são sugeridos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a Companhia:	() não se envolve	() apóia organiza e incentiva

(1) Informações não auditadas.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

12.01 - DESCRIÇÃO DAS INFORMAÇÕES ALTERADAS

1. Acrescentado **e passivo exigível a longo prazo**, no terceiro parágrafo do item b) da nota explicativa 8. ACORDO DO SETOR ELÉTRICO, ficando dessa forma a redação final:

b)- Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

A Resolução ANEEL nº 72, de 7 de fevereiro de 2002, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne à Energia Livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de receita de fornecimento e despesa de energia comprada.

Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a Companhia registrou, no passivo circulante **e passivo exigível a longo prazo**, o montante dos tributos e encargos setoriais reconhecidos.

2. Alterado a ordem das linhas no primeiro quadro da nota 34. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS, ficando dessa forma:

<u>Composição</u>	<u>Controladora</u>	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Receita Operacional Líquida	467.557	439.538
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	(33.407)	(28.581)
Administradores	(2.357)	(2.160)
Entidade de previdência privada	(1.114)	(956)
Material	(5.298)	(4.754)
Serviço de terceiros	(34.716)	(29.508)
Quota para conta consumo combustível - CCC	(16.365)	(21.264)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(2.130)	
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	(920)	(759)
Energia elétrica comprada para revenda	(173.033)	(159.953)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(33.672)	(29.928)
Energia livre - reversão		(4.237)
Depreciação e amortização	(32.180)	(29.842)
Tributos	(4.091)	(4.128)
Provisões operacionais (líquida de reversões)	(30.769)	(41.740)
Provisão para FNDCT - Lei 9.991/00	(1.438)	(1.210)
Outras	(1.102)	(12.147)
	<u>(372.592)</u>	<u>(371.167)</u>
Resultado do serviço	<u>94.965</u>	<u>68.371</u>

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL Divulgação Externa
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS
Reapresentação Espontânea

Legislação Societária
Data-Base - 31/12/2003

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

12.01 - DESCRIÇÃO DAS INFORMAÇÕES ALTERADAS

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	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
4 - NIRE		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO				2 - BAIRRO OU DISTRITO	
Rua Mermoz, 150				Baldo	
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO				5 - UF
59025-250	Natal				RN
6 - DDD	7 - TELEFONE	8 - TELEFONE		9 - TELEFONE	10 - TELEX
084	215-6104	215-6105		215-6100	
11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX		14 - FAX	
084	215-6242	-		-	
15 - E-MAIL					

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME				
Emmanuel Sampaio Lôpo				
2 - ENDEREÇO COMPLETO			3 - BAIRRO OU DISTRITO	
Rua Mermoz, 150			Baldo	
4 - CEP	5 - MUNICÍPIO			6 - UF
59025-250	Natal			RN
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX
084	215-6104	215-6105	-	
12 - DDD	13 - FAX	14 - FAX	15 - FAX	
084	215-6242	-	-	
16 - E-MAIL				
elopo@cosern.com.br				

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO	1 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL	2 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL
1 - Último	01/01/2002	31/12/2002
2 - Penúltimo	01/01/2001	31/12/2001
3 - Antepenúltimo	01/01/2000	31/12/2000
4 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	5 - CÓDIGO CVM	
Deloitte Touche Tohmatsu - Auditores Independentes	00385-9	
6 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	7 - CPF DO RESP. TÉCNICO	
Cláudio Lino Lippi	760.332.368-15	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 31/12/2002	2 31/12/2001	3 31/12/2000
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	129.746	129.746	129.746
2 - Preferenciais	38.328	38.328	38.328
3 - Total	168.074	168.074	168.074
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 AÇIONÁRIO
Privada Nacional
4 - CÓDIGO ATIVIDADE
1990200 - Serviços de Eletricidade
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL
Distribuição de energia elétrica
6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Total

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ÍTEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO

1 - ÍTEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
01	PROPOSTA		Dividendo		ON	0,0424201000
02	PROPOSTA		Dividendo		PNA	0,0466621000
03	PROPOSTA		Dividendo		PNB	0,0466621000

01.09 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
27/03/2003	

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2002

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
1	Ativo Total	1.322.655	1.062.168	797.753
1.01	Ativo Circulante	349.178	288.503	232.802
1.01.01	Disponibilidades	7.002	28.484	41.169
1.01.01.01	Numerário disponível	7.002	28.484	25.325
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	0	0	15.844
1.01.02	Créditos	341.306	258.891	190.496
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	194.154	184.767	151.543
1.01.02.02	Títulos a receber	46.036	28.731	10.369
1.01.02.03	Prov. p/ créd. de liquidação duvidosa	(25.184)	(20.518)	(17.137)
1.01.02.04	Recomp. tarif. do racionamento	23.522	16.639	0
1.01.02.05	Energia livre - racionamento	0	4.740	0
1.01.02.06	Bônus racionamento (líquido sobretaxa)	1.490	7.523	0
1.01.02.07	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	7.108	3.614	0
1.01.02.08	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	5.113	0	0
1.01.02.09	Serviços em curso	2.222	3.293	1.112
1.01.02.10	Tributos a compensar	50.996	9.334	9.822
1.01.02.11	IR e CS diferidos	7.377	8.603	20.733
1.01.02.12	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.124	9.423	10.096
1.01.02.13	Outros créditos	18.348	2.742	3.958
1.01.03	Estoques	870	1.128	1.137
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	489.461	413.911	281.346
1.02.01	Créditos Diversos	489.461	413.911	281.346
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	36.724	0	0
1.02.01.02	Títulos a receber	39.762	42.055	45.253
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	110.971	99.191	0
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	35.153	26.020	0
1.02.01.05	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	9.483	6.744	0
1.02.01.06	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	0	4.045	0
1.02.01.07	Tributos a compensar	7.864	5.947	0
1.02.01.08	IR e CS diferidos	58.989	30.396	24.648
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	179.428	189.553	198.976
1.02.01.10	Depósitos judiciais	9.412	7.695	8.148
1.02.01.11	Bens e direitos destinados a alienação	44	35	0
1.02.01.12	Outros créditos	1.631	2.230	4.321
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	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	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	484.016	359.754	283.605
1.03.01	Investimentos	150.650	52.745	149
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	150.640	52.596	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	149	149

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2002	4 -31/12/2001	5 -31/12/2000
1.03.02	Imobilizado	311.504	306.654	282.430
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	311.504	306.654	282.430
1.03.03	Diferido	21.862	355	1.026
1.03.03.01	Diferido - líquido	21.862	355	1.026

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2002

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
2	Passivo Total	1.322.655	1.062.168	797.753
2.01	Passivo Circulante	369.585	344.522	213.559
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	172.462	123.701	25.575
2.01.02	Debêntures	19.711	40.031	28.395
2.01.02.01	Debêntures e encargos	19.711	40.031	28.395
2.01.03	Fornecedores	53.307	52.153	25.273
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	29.994	27.292	20.234
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	13.619	22.893	15.717
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.944	0	0
2.01.04.03	Parcelamentos - trib. e cont. sociais	2.054	1.861	1.693
2.01.04.04	Taxas regulamentares	6.377	2.538	2.824
2.01.05	Dividendos a Pagar	38.276	32.959	64.556
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	38.276	32.959	64.556
2.01.06	Provisões	15.936	32.782	31.498
2.01.06.01	Provisão para contingências	15.936	32.782	31.498
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	2.525	3.523	5.842
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	2.525	3.523	5.842
2.01.08	Outros	37.374	32.081	12.186
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	0	4.573	0
2.01.08.02	Folha de pagamento	322	732	1.211
2.01.08.03	Encargos da dívida	8.812	2.484	428
2.01.08.04	Entidade de previdência privada	1.864	3.121	3.161
2.01.08.05	Adiantamentos recebidos	600	417	145
2.01.08.06	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	6.629	0	0
2.01.08.07	Consumidores - devolução baixa renda	8.488	0	0
2.01.08.08	Outras contas a pagar	10.659	20.754	7.241
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	457.057	247.593	178.542
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	333.225	194.633	103.477
2.02.02	Debêntures	0	18.750	56.250
2.02.03	Provisões	18.682	0	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	18.682	0	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.961	0	5.058
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.961	0	5.058
2.02.05	Outros	103.189	34.210	13.757
2.02.05.01	Valores tarif. ñ. gerenc. a compensar	1.441	0	0
2.02.05.02	Energia livre - racionamento	33.915	25.104	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	1.460	3.218	6.167
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	48.865	1.949	2.322
2.02.05.05	Parcelamentos - trib. e cont. sociais	2.331	3.939	5.268
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	13.500	0	0
2.02.05.07	Outras contas a pagar	1.677	0	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	496.013	470.053	405.652
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	226.258	223.710	223.713

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2002	4 -31/12/2001	5 -31/12/2000
2.05.02.01	Doações Subv. p/ Investimentos	0	0	0
2.05.02.02	Rem. s/ o Capital Próprio	0	0	0
2.05.02.03	Rec. Dest. a Aum. de Capital	0	0	0
2.05.02.04	Res. Esp. de Capital	226.258	223.710	223.713
2.05.02.05	Ações em Tesouraria	0	0	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	129.342	105.930	41.526
2.05.04.01	Legal	16.071	14.536	9.389
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	113.271	91.394	32.137
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	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2002

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	554.245	564.090	448.916
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	481.143	386.976	398.182
3.01.02	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	14.057	0	0
3.01.03	Suprimento de energia elétrica	44.749	28.300	45.530
3.01.04	Receita recomp. tarif. do racionamento	4.387	115.830	0
3.01.05	Energia livre - repasse a geradora	4.237	29.677	0
3.01.06	Outras receitas operacionais	5.672	3.307	5.204
3.02	Deduções da Receita Bruta	(114.707)	(88.820)	(87.781)
3.02.01	ICMS	(77.090)	(63.715)	(66.264)
3.02.02	PIS	(5.196)	(3.681)	(2.918)
3.02.03	COFINS	(15.896)	(16.989)	(13.471)
3.02.04	ISS	(18)	(8)	0
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.431)	(4.427)	(5.128)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(10.076)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	439.538	475.270	361.135
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(305.323)	(270.445)	(192.086)
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(159.953)	(148.319)	(117.641)
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(29.928)	(26.113)	(24.550)
3.04.03	Energia livre - repasse a geradora	(4.237)	(29.677)	0
3.04.04	Pessoal	(11.549)	(9.220)	(7.915)
3.04.05	Entidade de previdência privada	(432)	(402)	(220)
3.04.06	Material	(2.964)	(2.650)	(2.676)
3.04.07	Serviços de terceiros	(8.587)	(5.388)	(5.574)
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(21.264)	(8.813)	(9.330)
3.04.09	Taxa de fiscalização ANEEL	(759)	(876)	(759)
3.04.10	Depreciação e amortização	(26.344)	(22.482)	(19.929)
3.04.11	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(37.975)	(15.887)	(2.767)
3.04.12	Tributos	(92)	(10)	(13)
3.04.13	Outras	(609)	(443)	(662)
3.04.14	Custo do serviço prestado a terceiros	(630)	(165)	(50)
3.05	Resultado Bruto	134.215	204.825	169.049
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(85.190)	(106.521)	(90.194)
3.06.01	Com Vendas	(24.457)	(20.138)	(18.774)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(41.387)	(41.403)	(32.557)
3.06.03	Financeiras	(19.346)	(44.980)	(38.863)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	163.757	59.588	9.245
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	1.225	1.736	908
3.06.03.01.02	Var. mon. acresc. morat. energia vendida	4.325	3.936	3.966
3.06.03.01.03	Variação monetária líquida	47.910	42.345	0
3.06.03.01.04	Resultado de Swap	108.668	0	0
3.06.03.01.05	Outras receitas financeiras	1.629	11.571	4.371
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(183.103)	(104.568)	(48.108)
3.06.03.02.01	Variação monetária líquida	0	0	(3.512)
3.06.03.02.02	Variação cambial líquida	(132.938)	(7.151)	0
3.06.03.02.03	Resultado de Swap	0	(25.339)	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
3.06.03.02.04	Encargos de dívida	(50.165)	(33.550)	(24.819)
3.06.03.02.05	Juros s/ capital próprio	0	(38.528)	(19.777)
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	49.025	98.304	78.855
3.08	Resultado Não Operacional	(816)	(1.016)	(2.874)
3.08.01	Receitas	229	647	824
3.08.02	Despesas	(1.045)	(1.663)	(3.698)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	48.209	97.288	75.981
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(8.081)	(22.788)	(18.840)
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(8.081)	(22.788)	(18.840)
3.11	IR Diferido	(9.423)	(10.096)	(6.078)
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(9.423)	(10.096)	(6.078)
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	38.528	19.777
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	70.840
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,18269	0,61242	0,42148
	PREJUÍZO POR AÇÃO			

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

04.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
4.01	Origens	414.523	166.052	495.537
4.01.01	Das Operações	116.524	22.239	113.629
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	70.840
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	85.819	(80.693)	42.789
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	30.323	27.877	23.492
4.01.01.02.02	Variações Mon. e Juros de LP, Líquidos	52.080	(9.907)	(287)
4.01.01.02.03	Recomposição tarifária do racionamento	(25.861)	(115.830)	0
4.01.01.02.04	IR e CS diferidos ativos	15.868	6.009	8.716
4.01.01.02.05	Valor residual ativo permanente baixado	1.439	1.065	3.013
4.01.01.02.06	Amortização de ágio, líquida	9.423	10.096	7.855
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.547	0	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	(3)	0
4.01.02	Dos Acionistas	13.500	0	219.170
4.01.02.01	Adiant. p/ futuro aumento de capital	13.500	0	0
4.01.02.02	Reserva especial de ágio	0	0	216.927
4.01.02.03	Prêmio na emissão de debêntures	0	0	375
4.01.02.04	Acionistas - remuneração do cap. próprio	0	0	1.868
4.01.03	De Terceiros	284.499	143.813	162.738
4.01.03.01	Aumento do exigível a longo prazo	270.487	116.383	131.718
4.01.03.02	Transf. do RLP para o ativo circulante	14.012	27.430	31.020
4.01.03.04	Créditos a receber	0	0	0
4.02	Aplicações	378.911	241.313	383.979
4.02.01	No realizável a longo prazo	83.448	29.525	225.715
4.02.02	No investimentos	98.044	52.596	0
4.02.03	No imobilizado	47.972	56.372	54.902
4.02.04	No diferido	21.820	0	1.502
4.02.05	Transf. exigível LP p/ ativo circulante	120.335	64.292	34.562
4.02.06	JCP e dividendos declarados	7.292	38.528	67.298
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	35.612	(75.261)	111.558
4.04	Variação do Ativo Circulante	60.675	55.702	124.270
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	288.503	232.801	108.531
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	349.178	288.503	232.801
4.05	Variação do Passivo Circulante	25.063	130.963	12.712
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	344.522	213.559	200.847
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	369.585	344.522	213.559

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

05.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2002 A 31/12/2002 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
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	30.705	30.705
5.07	Destinações	0	0	0	23.413	(30.705)	(7.292)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	1.535	(1.535)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(7.292)	(7.292)
5.07.03	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	21.878	(21.878)	0
5.08	Outros	0	2.547	0	0	0	2.547
5.08.01	Const. de reserva - Inc. fiscal ADENE	0	2.547	0	0	0	2.547
5.09	Saldo Final	140.413	226.257	0	129.343	0	496.013

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

05.02 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2001 A 31/12/2001 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	(3)	0	0	0	(3)
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	102.932	102.932
5.07	Destinações	0	0	0	64.404	(102.932)	(38.528)
5.07.01	Reserva legal	0	0	0	5.147	(5.147)	0
5.07.02	Reserva de retenção de lucros	0	0	0	59.257	(59.257)	0
5.07.03	Juros s/ capital próprio	0	0	0	0	(38.528)	(38.528)
5.08	Outros	0	0	0	0	0	0
5.09	Saldo Final	140.413	223.710	0	105.930	0	470.053

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

05.03 - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DE 01/01/2000 A 31/12/2000 (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - CAPITAL SOCIAL	4 - RESERVAS DE CAPITAL	5 - RESERVAS DE REAVALIAÇÃO	6 - RESERVAS DE LUCRO	7 - LUCROS/PREJUÍZOS ACUMULADOS	8 - TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO
5.01	Saldo Inicial	140.413	4.543	0	37.984	0	182.940
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Aumento/Redução do Capital Social	0	216.927	0	0	0	216.927
5.03.01	Aumento de Capital - Incorporação IBIDEM	212.733	216.927	0	0	0	429.660
5.03.02	Redução de Capital - cancelamento IBIDEM	(212.733)	0	0	0	0	(212.733)
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	70.840	70.840
5.07	Destinações	0	0	0	3.542	(51.063)	(47.521)
5.07.01	Reserva Legal	0	0	0	3.542	(3.542)	0
5.07.02	Dividendos provisionados	0	0	0	0	(47.521)	(47.521)
5.08	Outros	0	2.243	0	0	(19.777)	(17.534)
5.08.01	Rem. bens. direitos consti. cap.próprio	0	1.868	0	0	0	1.868
5.08.02	Ágio na emissão de debêntures	0	375	0	0	0	375
5.08.04	Juros sobre capital próprio	0	0	0	0	(19.777)	(19.777)
5.09	Saldo Final	140.413	223.713	0	41.526	0	405.652

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2002

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
1	Ativo Total	1.552.149	1.097.694	0
1.01	Ativo Circulante	362.366	304.087	0
1.01.01	Disponibilidades	14.090	44.163	0
1.01.01.01	Numerário disponível	14.090	44.163	0
1.01.02	Créditos	347.406	258.796	0
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionários	194.154	184.767	0
1.01.02.02	Títulos a receber	46.036	28.731	0
1.01.02.03	Prov. p/ cré. de liquidação duvidosa	(25.184)	(20.518)	0
1.01.02.04	Recomp. tarif. do racionamento	23.522	16.639	0
1.01.02.05	Energia livre - racionamento	0	4.740	0
1.01.02.06	Bônus racionamento (líquido sobretaxa)	1.490	7.523	0
1.01.02.07	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	7.108	3.614	0
1.01.02.08	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	5.113	0	0
1.01.02.09	Serviços em curso	2.222	3.293	0
1.01.02.10	Tributos a compensar	51.048	9.341	0
1.01.02.11	IR e CS diferidos	7.377	8.603	0
1.01.02.12	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.124	9.423	0
1.01.02.13	Outros créditos	24.396	2.640	0
1.01.03	Estoques	870	1.128	0
1.01.04	Outros	0	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	495.479	413.911	0
1.02.01	Créditos Diversos	495.479	413.911	0
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionários	36.724	0	0
1.02.01.02	Títulos a receber	39.762	42.055	0
1.02.01.03	Recomp. tarif. do racionamento	110.971	99.191	0
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	35.153	26.020	0
1.02.01.05	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	9.483	6.744	0
1.02.01.06	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	0	4.045	0
1.02.01.07	Tributos a compensar	7.864	5.947	0
1.02.01.08	IR e CS diferidos	58.989	30.396	0
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	179.428	189.553	0
1.02.01.10	Depósitos judiciais	9.412	7.695	0
1.02.01.11	Bens e direitos destinados a alienação	44	35	0
1.02.01.12	Outros créditos	7.649	2.230	0
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	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	0	0	0
1.02.03	Outros	0	0	0
1.03	Ativo Permanente	694.304	379.696	0
1.03.01	Investimentos	10	149	0
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	149	0
1.03.02	Imobilizado	683.548	366.373	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2002	4 -31/12/2001	5 -31/12/2000
1.03.02.01	Imobilizado - líquido	683.548	366.373	0
1.03.03	Diferido	10.746	13.174	0
1.03.03.01	Diferido - líquido	10.746	13.174	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2002

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2002	4 - 31/12/2001	5 - 31/12/2000
2	Passivo Total	1.552.149	1.097.694	0
2.01	Passivo Circulante	489.719	355.718	0
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	172.462	123.701	0
2.01.02	Debêntures	19.711	40.031	0
2.01.02.01	Debêntures e encargos	19.711	40.031	0
2.01.03	Fornecedores	155.791	63.274	0
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	30.236	27.361	0
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	13.861	22.962	0
2.01.04.02	Tributos e contribuições diferidos	7.944	0	0
2.01.04.03	Parcelamentos - trib. e cont. sociais	2.054	1.861	0
2.01.04.04	Taxas regulamentares	6.377	2.538	0
2.01.05	Dividendos a Pagar	38.276	32.959	0
2.01.05.01	Dividendos e juros s/ o capital próprio	38.276	32.959	0
2.01.06	Provisões	15.936	32.782	0
2.01.06.01	Provisão p/ Contingências	15.936	32.782	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	19.924	3.523	0
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	19.924	3.523	0
2.01.08	Outros	37.383	32.087	0
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	0	4.573	0
2.01.08.02	Folha de pagamento	322	738	0
2.01.08.03	Encargos da dívida	8.812	2.484	0
2.01.08.04	Entidade de previdência privada	1.864	3.121	0
2.01.08.05	Adiantamentos recebidos	600	417	0
2.01.08.06	Valores tatríf. ñ. gerenc. a compensar	6.629	0	0
2.01.08.07	Consumidores - devolução baixa renda	8.488	0	0
2.01.08.08	Outras contas a pagar	10.668	20.754	0
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	457.057	247.953	0
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	333.225	194.633	0
2.02.02	Debêntures	0	18.750	0
2.02.03	Provisões	18.682	0	0
2.02.03.01	Provisão para contingências	18.682	0	0
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.961	0	0
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	1.961	0	0
2.02.05	Outros	103.189	34.570	0
2.02.05.01	Valores tatríf. ñ. gerenc. a compensar	1.441	0	0
2.02.05.02	Energia livre - racionamento	33.915	25.104	0
2.02.05.03	Entidade de previdência privada	1.460	3.218	0
2.02.05.04	Tributos e contribuições diferidos	48.865	1.949	0
2.02.05.05	Parcelamentos - trib. e contrib. sociais	2.331	3.939	0
2.02.05.06	Adiantamento p/ aumento de capital	13.500	360	0
2.02.05.07	Outras contas a pagar	1.677	0	0
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Participações Minoritárias	109.360	23.970	0
2.05	Patrimônio Líquido	496.013	470.053	0
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/12/2002	4 -31/12/2001	5 -31/12/2000
2.05.02	Reservas de Capital	226.258	223.710	0
2.05.02.04	Res. esp. de capital	226.258	223.710	0
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	129.342	105.930	0
2.05.04.01	Legal	16.071	14.536	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	113.271	91.394	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	0	0	0

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS PADRONIZADAS
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Data-Base - 31/12/2002

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	554.245	564.090	0
3.01.01	Fornecimento de energia elétrica	481.143	386.976	0
3.01.02	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	14.057	0	0
3.01.03	Suprimento de energia elétrica	44.749	28.300	0
3.01.04	Receita recomp. tarif. do racionamento	4.387	115.830	0
3.01.05	Energia livre-repasse a geradora	4.237	29.677	0
3.01.06	Outras receitas operacionais	5.672	3.307	0
3.02	Deduções da Receita Bruta	(114.707)	(88.820)	0
3.02.01	ICMS	(77.090)	(63.715)	0
3.02.02	PIS	(5.196)	(3.681)	0
3.02.03	COFINS	(15.896)	(16.989)	0
3.02.04	ISS	(18)	(8)	0
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(6.431)	(4.427)	0
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(10.076)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	439.538	475.270	0
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(305.323)	(270.445)	0
3.04.01	Energia elétrica comprada para revenda	(159.953)	(148.319)	0
3.04.02	Encargos de uso sistema de transmissão	(29.928)	(26.113)	0
3.04.03	Energia livre - repasse a geradora	(4.237)	(29.677)	0
3.04.04	Pessoal	(11.549)	(9.220)	0
3.04.05	Entidade de previdência privada	(432)	(402)	0
3.04.06	Material	(2.964)	(2.650)	0
3.04.07	Serviços de terceiros	(8.587)	(5.388)	0
3.04.08	Subvenção-conta cons. combustível - CCC	(21.264)	(8.813)	0
3.04.09	Taxa de fiscalização - ANEEL	(759)	(876)	0
3.04.10	Depreciação e amortização	(26.344)	(22.482)	0
3.04.11	Prov. operacionais (líq. de reversões)	(37.975)	(15.887)	0
3.04.12	Tributos	(92)	(10)	0
3.04.13	Outras	(609)	(443)	0
3.04.14	Custo do serviço prestado a terceiros	(630)	(165)	0
3.05	Resultado Bruto	134.215	204.825	0
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(85.190)	(106.521)	0
3.06.01	Com Vendas	(24.457)	(20.138)	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(41.387)	(41.403)	0
3.06.03	Financeiras	(19.346)	(44.980)	0
3.06.03.01	Receitas Financeiras	163.757	59.588	0
3.06.03.01.01	Renda de aplicações financeiras	1.225	1.736	0
3.06.03.01.02	Var. mon. acresc. morat. energia vendida	4.325	3.936	0
3.06.03.01.03	Variação monetária líquida	47.910	42.345	0
3.06.03.01.04	Resultado de Swap	108.668	0	0
3.06.03.01.05	Outras receitas financeiras	1.629	11.571	0
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(183.103)	(104.568)	0
3.06.03.02.02	Variação cambial líquida	(132.938)	(7.151)	0
3.06.03.02.03	Resultado de Swap	0	(25.339)	0
3.06.03.02.04	Encargos de dívida	(50.165)	(33.550)	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -01/01/2002 a 31/12/2002	4 -01/01/2001 a 31/12/2001	5 -01/01/2000 a 31/12/2000
3.06.03.02.06	Juros s/ capital próprio	0	(38.528)	0
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	49.025	98.304	0
3.08	Resultado Não Operacional	(816)	(1.016)	0
3.08.01	Receitas	229	647	0
3.08.02	Despesas	(1.045)	(1.663)	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	48.209	97.288	0
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(8.081)	(22.788)	0
3.10.01	IR e Contribuição Social - corrente	(8.081)	(22.788)	0
3.11	IR Diferido	(9.423)	(10.096)	0
3.11.01	IR e Contribuição Social - diferido	(9.423)	(10.096)	0
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	38.528	0
3.14	Participações Minoritárias	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	0
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,18269	0,61242	0,00000
	PREJUÍZO POR AÇÃO			

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

08.01 - DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS CONSOLIDADAS (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2002 a 31/12/2002	4 - 01/01/2001 a 31/12/2001	5 - 01/01/2000 a 31/12/2000
4.01	Origens	499.920	242.705	0
4.01.01	Das Operações	116.524	22.324	0
4.01.01.01	Lucro/Prejuízo do Exercício	30.705	102.932	0
4.01.01.02	Vls. que não repr. mov. Cap. Circulante	85.819	(80.608)	0
4.01.01.02.01	Depreciação e amortização	30.323	27.888	0
4.01.01.02.02	Variações mon. e juros de LP, líquidos	52.080	(9.833)	0
4.01.01.02.03	Recomposição tarifária do racionamento	(25.861)	(115.830)	0
4.01.01.02.04	IR e CS diferidos ativos	15.868	6.009	0
4.01.01.02.05	Valor residual ativo permanente baixado	1.439	1.065	0
4.01.01.02.06	Amortização de ágio, líquida	9.423	10.096	0
4.01.01.02.07	Reserva de isenção - ADENE	2.547	0	0
4.01.01.02.08	Ajustes de exercícios anteriores	0	(3)	0
4.01.02	Dos Acionistas	98.530	76.553	0
4.01.02.01	Adiantamento para futuro aum. de capital	13.500	360	0
4.01.02.05	Integralização de capital	85.030	76.193	0
4.01.03	De Terceiros	284.866	143.828	0
4.01.03.01	Aumento do exigível a longo prazo	270.854	116.383	0
4.01.03.02	Transf. do RLP para o ativo circulante	14.012	27.445	0
4.02	Aplicações	575.642	312.159	0
4.02.01	No realizável a longo prazo	89.468	29.525	0
4.02.02	No investimentos	0	52.596	0
4.02.03	No imobilizado	349.104	116.109	0
4.02.04	No diferido	9.443	11.109	0
4.02.05	Transf. exigível LP p/ ativo circulante	120.335	64.292	0
4.02.06	JCP e dividendos declarados	7.292	38.528	0
4.03	Acréscimo/Decréscimo no Cap. Circulante	(75.722)	(69.454)	0
4.04	Variação do Ativo Circulante	58.279	71.286	0
4.04.01	Ativo Circulante no Início do Exercício	304.087	232.801	0
4.04.02	Ativo Circulante no Final do Exercício	362.366	304.087	0
4.05	Variação do Passivo Circulante	134.001	142.159	0
4.05.01	Passivo Circulante no Início Exercício	355.718	213.559	0
4.05.02	Passivo Circulante no Final do Exercício	489.719	355.718	0

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

Srs. Acionistas, Conselheiros e Diretores da

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Natal - RN

1. Examinamos os balanços patrimoniais da **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN** (controladora e consolidado) levantados em 31 de dezembro de 2002, e as respectivas demonstrações do resultado (controladora), 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 contábeis.
2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e controlada; (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 Companhia e controlada, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN** (controladora e consolidado) em 31 de dezembro de 2002, o resultado de suas operações (controladora), 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 às demonstrações contábeis, em 31 de dezembro de 2002, a Companhia tem registrado, no ativo circulante e no realizável a longo prazo, valores a receber no montante de R\$ 91.579 mil e, no passivo circulante, valores a pagar no montante de R\$ 6.840 mil, relativos às transações de venda e compra 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 pelo MAE. Esses valores podem estar sujeitos a modificações dependendo de decisão de processos judiciais em andamento movidos por empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor.

A liquidação financeira desses valores, programada para 22 de novembro de 2002, foi postergada em razão de novo acordo realizado entre as empresas do setor e o governo. Até a data de emissão deste parecer, a Companhia recebeu R\$ 13.081 mil. O sucesso dessa negociação e liquidação depende da capacidade financeira das empresas do setor em honrar seus compromissos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

5. 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 do Acordo Geral do Setor Elétrico e os impactos sobre a situação patrimonial e financeira e no resultado das operações estão divulgados na nota explicativa nº 9 às demonstrações contábeis.
6. As demonstrações contábeis correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2001, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes, os quais, emitiram parecer, datado de 15 de março de 2002 contendo comentários sobre que as demonstrações contábeis da Companhia, em 31 de dezembro de 2001, contemplavam valores a receber resultantes do excedente de energia elétrica disponibilizada para o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, da recomposição do equilíbrio econômico/financeiro decorrente das perdas de faturamento em virtude do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (racionamento), e contas a receber oriundas da recomposição tarifária derivada das variações de custos de valores não gerenciáveis – Parcela A (CVA). Adicionalmente, reconheceu ativos e passivos decorrentes da comercialização de energia livre. Todos os valores representam as melhores estimativas da Companhia, com base na Medida Provisória nº 14, na Resolução nº 90 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, na Resolução nº 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e nas informações disponibilizadas pela Administradora de Serviços do MAE – ASMAE. A realização destes valores depende da aprovação da Medida Provisória pelo Congresso Nacional, da homologação por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da liberação dos números finais do MAE para permitir a liquidação financeira, e mencionando que as demonstrações contábeis da controlada **TERMOAÇÚ S.A.**, em fase pré-operacional, foram auditadas por outros auditores independentes.

Recife, 17 de janeiro de 2003 (Exceto pelos efeitos mencionados na nota explicativa nº 28 às demonstrações contábeis para os quais a data é 24 de janeiro de 2003)

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC – nº 2SP 011.609/O-8-S “RN”

Claudio Lino Lippi
Sócio
CRC – SP – nº 097.866/T-2-S “RN”

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL Divulgação Externa
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Legislação Societária
Data-Base - 31/12/2002

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

09.01 - PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES - SEM RESSALVA

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,

Em nome do Conselho de Administração da COSERN, apresento-lhes o Relatório Anual da Empresa, referente ao exercício que se encerrou em 31.12.2002. Se o ano de 2001 foi marcado pelo Programa de Racionamento de Energia, 2002 deverá ser lembrado pelas mudanças às quais as empresas do setor elétrico foram submetidas para se adaptarem aos novos padrões de consumo de energia do pós-acionamento, bem como, pelas importantes mudanças regulamentares em andamento, derivadas também, em sua grande maioria, do referido Programa.

Se por um lado o racionamento foi estabelecido para garantir o fornecimento mínimo necessário à continuidade do desenvolvimento do País, por outro, provocou nas elétricas uma radical revisão das suas projeções de expansão do fornecimento de energia, desencadeando positivamente o aprimoramento dos processos de gestão de recursos humanos, tesouraria e orçamento.

Apesar dos impactos significativos em seu desempenho, a COSERN conseguiu rapidamente reposicionar-se e, aliando a consolidação do modelo administrativo às novas frentes de investimento e à melhoria constante da eficiência operacional, conseguiu chegar ao final de 2002 como uma das melhores empresas do setor elétrico nacional, em termos de indicadores operacionais e financeiros, como também pelos resultados obtidos nas pesquisas de opinião realizadas junto aos seus consumidores.

No que diz respeito à responsabilidade social, e sintonizada com a atual tendência que valoriza a transparência no relacionamento das empresas com o mercado, a COSERN elaborou e publicou seu Código de Ética, documentando princípios e valores já praticados na Empresa.

Na gestão dos recursos humanos, em 2002, destacam-se a realização da 1ª Pesquisa de Clima Organizacional, a Campanha Interna de Combate às Perdas Elétricas e a inauguração do Espaço Cultural COSERN. Essa política de valorização de pessoal vem demonstrando-se acertada, o que se comprova pelos excelentes índices de produtividade e de qualidade técnica e comercial.

O caminho trilhado pela COSERN e os resultados até agora obtidos demonstram todo o talento e a competência da nossa equipe, sendo este o diferencial competitivo para alcançarmos vãos cada vez mais altos, contando sempre com o estímulo e a confiança dos nossos clientes e parceiros.

Fausto de Andrade Ribeiro
Presidente do Conselho de Administração da COSERN

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Indicadores Empresariais da COSERN

	2002	2001	2000	1999	1998
Receita Operacional Bruta (R\$ mil)	554.245	564.090	448.916	338.938	296.647
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	439.538	475.270	361.135	262.951	237.023
Lucro Líquido (R\$ mil)	30.705	102.932	70.840	30.476	86.460
LAJIDA* (EBITDA)** (R\$ mil)	98.213	170.489	140.733	76.707	44.748
Lucro Líquido por Ação (R\$)	0,18	0,61	0,42	0,18	0,67
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	2,95	2,80	2,41	1,09	0,75
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	496.013	470.053	405.652	182.940	126.058
Ativo Total (R\$ mil)	1.322.655	1.062.168	797.752	468.793	415.943
Margem do EBITDA (%)	22,34	35,87	38,97	29,17	18,88
Margem Operacional (%)	15,56	30,15	32,60	22,25	13,90
Margem Líquida (%)	6,99	21,66	19,62	11,59	36,48
Nº de Consumidores	772.686	744.950	688.303	651.826	625.770
Nº de Consumidores por Empregado	1.248	1.205	1.153	1.051	833
Energia Vendida (GWh)	2.702	2.598	2.775	2.661	2.518
Vendas por Empregado (MWh)	4.365	4.204	4.639	4.292	3.354
Perdas de Energia (%)	14,03	12,82	12,82	14,77	16,25
DEC (horas de interrupção)	11,55	10,96	14,29	23,84	35,07
FEC (nº de interrupções)	10,56	11,44	11,83	19,94	22,74

* LAJIDA = Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização

**EBITDA = Earnings before interest, tax, depreciation and amortization

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Um Ano de Realizações

Manter um desempenho acima do esperado tem sido o desafio da COSERN, nesses cinco anos após a sua privatização. Por isso, a despeito das conseqüências do racionamento, que ainda estendeu seus efeitos ao ano de 2002, reduzindo significativamente o faturamento e a arrecadação das empresas brasileiras, a COSERN manteve um serviço de qualidade com uma imagem de eficiência.

Sem dúvida, os efeitos diretos do racionamento – redução de consumo, incluindo o pagamento dos bônus e a cobrança de sobretarifas -, e os seus desdobramentos posteriores - a homologação da recomposição das perdas e a negociação e assinatura do Acordo Geral do Setor Elétrico -, bem como o início dos processos de revisão e reestruturação tarifária, influenciaram os resultados de 2002 e atingiram, com maior ou menor impacto, todos os setores da Empresa. Some-se também a essa lista, as dificuldades advindas das variações climáticas adversas, como chuvas e ventos, ocasionando o aumento de avarias no sistema e consequentemente a quantidade de reclamações.

Contra essa corrente, foram empreendidos esforços por todos os executivos e empregados da Empresa, bem como pelas empreiteiras prestadoras de serviço, demonstrando a adequação do modelo de gestão adotado pela COSERN. O reconhecimento por esse trabalho pode ser verificado em pesquisas realizadas durante o ano, por diversos órgãos, entre eles a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, a ABRADÉE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica e a FIERN – Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte.

A COSERN manteve a evolução positiva em matéria de Qualidade de Serviço, obtendo Índices anuais de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) de 11,55 horas e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) de 10,56 interrupções, o que coloca o Rio Grande do Norte em 2^a e 3^a posições, respectivamente, entre todos os estados do Brasil.

Em 2002, o aumento no número de clientes foi de 27.736, em relação a 2001. Em 31 de dezembro, a COSERN contou com 772.686 consumidores, sendo 675.488 da classe residencial. A energia vendida durante o ano foi de 2.702 GWh, um acréscimo de 104 GWh, em relação a 2001. O crescimento das vendas atingiu 4,00%. A tarifa média de fornecimento apurada em 2002 foi de 149,77 R\$/MWh, com um incremento de 16,35% em relação ao exercício anterior.

Ao longo do exercício, a COSERN investiu R\$ 49,9 milhões, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte. Esses

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

recursos foram aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes.

Verificou-se uma expressiva melhoria na atividade comercial da Empresa, evidenciada pela positiva evolução dos principais indicadores: percentual de leituras estimadas; percentual de contas refaturadas, e índice de religação/ corte. Como consequência, diminuiu significativamente o número de reclamações comerciais registradas no teleatendimento, verificando-se um índice de 86,7 por cada 1.000 clientes.

Face à efetividade das ações de cobrança, conseguiu-se uma relevante redução no saldo de faturas a receber dos clientes, passando de R\$ 265.310 mil, em dezembro de 2001, para R\$ 205.616 mil, em dezembro de 2002. Apesar desse esforço, a contumaz inadimplência de diversos municípios e várias outras instituições de caráter público, aliado ao baixo nível de faturamento verificado ao longo do ano, não permitiram alcançar o Índice de Contas a Receber esperado.

No ano em que completou cinco anos de privatização, a COSERN obteve um excelente desempenho na Pesquisa de Satisfação do Consumidor Residencial da ANEEL, ficando em 12º lugar. O resultado de 66,46, alcançado pela COSERN, representou uma evolução de 13,45 % frente ao obtido no ano anterior. Das 11 distribuidoras de energia elétrica do Nordeste, a COSERN ficou em 1º lugar, considerando as empresas de médio e grande porte. Nessas mesmas considerações, a COSERN ficou em 9º lugar em todo o Brasil.

A média das notas da COSERN foi de 7,92, na pesquisa da FIERN – Federação das Indústrias do Rio Grande do Norte realizada em dezembro. O indicador que representa os que aprovam os serviços da Empresa, atingiu 86,59. Ambos foram os maiores índices entre todos os serviços públicos prestados no Estado.

Na pontuação de Melhor Distribuidora de Energia Elétrica do Brasil, valendo o Prêmio ABRADEE, em 2002, a COSERN ficou em 16º lugar. Na Categoria Melhor Gestão Econômico-Financeira do Brasil, foi finalista, ficando em 2º lugar no Brasil. No quesito Responsabilidade Social, a COSERN manteve a boa posição do ano anterior, ocupando o 5º lugar, entre as 44 Empresas distribuidoras de energia elétrica concorrentes.

Participando do Prêmio Eletricidade Moderna 2002, a COSERN ficou em 2.º lugar, na classificação de “Melhor Empresa da Região Nordeste”. A COSERN também figurou em 1.º lugar como a Melhor Empresa de Concessões Públicas dos Estados do RN e PB, classificação concedida pela Fundação Instituto Miguel Calmon.

Com relação ao Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica 2002, foram desenvolvidos oito projetos: dois da classe residencial – venda de lâmpadas econômicas e eletrodomésticos –; três referentes a diagnóstico e projetos energéticos industriais e

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

comerciais, e dois projetos que dizem respeito ao Poder Público, do governo do Estado e Hospital da Liga Norte-rio-grandense Contra o Câncer.

O Projeto Residencial de venda, a preço simbólico, de lâmpadas econômicas disponibilizou 32.500 lâmpadas, atendendo a 16.250 clientes. Nos últimos quatro anos já foram distribuídas 116.160 lâmpadas, para 70.070 clientes. Também foi realizada a troca de fiação elétrica de residências, em comunidades carentes, em parceria com a ONG Fé e Alegria.

As ações orientadas à melhoria do clima interno da Empresa tiveram especial destaque em 2002, podemos citar: a 1ª Pesquisa de Clima Organizacional; a implantação da “Ginástica Laboral”; o Campeonato de Futebol, destinado aos empregados da COSERN e das empreiteiras; as Caminhadas da Saúde com a participação das famílias dos empregados, em Natal e Mossoró, e a criação do Espaço Cultural COSERN. Com a inauguração da Biblioteca Ponto da Leitura, foi realizada a 1ª Semana do Livro Infanto-Juvenil que propiciou aos empregados a compra de mais de 500 livros com preço reduzido e a exposição de trabalhos de artesanato e pintura, resultantes das oficinas de artes.

Junto aos parceiros, a COSERN desenvolveu diversos treinamentos técnicos e de segurança, ações desenvolvidas conforme ao Programa de Apoio às Empreiteiras. É relevante destacar que 95% dos empregados responderam à 1ª Pesquisa de Clima Organizacional, e 99% destes entrevistados responderam que estão comprometidos com a Empresa, identificando-se com a visão, a missão e os objetivos da COSERN. A opinião geral foi excelente, representada pelo índice de aprovação de 82%.

Em dezembro de 2002, foi realizada a primeira revisão do Projeto de Empresa e a elaboração do Código de Ética, entendendo que a credibilidade da COSERN é reflexo da prática efetiva de valores como honestidade, respeito, comprometimento, exemplaridade, confiança, responsabilidade, justiça, solidariedade e dinamismo. Com relação às políticas da Empresa, foram definidos e lançados o Programa de Meio Ambiente, o Grupo Voluntários da Luz e fortalecido o Coral Clarear formado por 30 empregados.

Sintonizada com os anseios culturais do Estado do Rio Grande do Norte, a COSERN também exibe uma longa folha de serviços prestados à sociedade, como exemplos são os patrocínios do Circo da Luz, da Casa da Ribeira, do Projeto Operart e do Oratório de Santa Luzia, entre outras ações que viabilizam o acesso da população às mais variadas formas de cultura.

Sob o aspecto ecológico, a Empresa elaborou estudos visando o licenciamento ambiental de instalações elétricas; a adoção de novos padrões de redes elétricas, também chamadas redes ecológicas, reduzindo a necessidade da poda de árvores; e desenvolveu projetos voltados à formação de uma consciência ambiental.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Durante o exercício foram aprovadas e implantadas as Políticas de Meio Ambiente da Empresa, que servirão para sistematizar todas as atividades nesta área, buscando principalmente conscientizar empregados da COSERN, de empreiteiras e seus familiares quanto à necessidade de preservar o meio ambiente..

Gestão do Cliente

Objetivando desenvolver um relacionamento diferenciado com o segmento de Grandes Clientes, clientes do Grupo “A” (incluindo Horo-sazonais) e o Poder Público de uma forma geral, foi criado em abril/2002 o Departamento de Clientes Especiais, cujas funções estavam anteriormente integradas dentro de um outro departamento da Diretoria Comercial.

Junto aos Grandes Clientes, com demanda contratada acima de 1,00 MW, representando 18,83% do faturamento da COSERN, o foco do departamento é conquistar a sua lealdade e fidelização, através de atendimento personalizado e preferencial, associado com a venda de produtos e serviços que venham a reduzir o custo médio da sua energia elétrica consumida.

Para o segmento de clientes do Grupo “A”, que representa 15,38% do faturamento da COSERN, o foco é a administração dos seus contratos de fornecimento, a cobrança de débitos e o atendimento direto e personalizado de suas demandas, buscando oportunidades para a venda de produtos e serviços de eficiência energética.

Finalmente, para o segmento de Poder Público, formado pelos clientes dessa classe mais Iluminação Pública e Serviço Público de Águas e Esgotos, que representa 13,52% do faturamento da COSERN, o foco é a administração do relacionamento voltada para a negociação e recebimento de débitos, pois esse segmento concentra 71,75% do contas a receber da Empresa. No caso particular das Prefeituras, além da negociação dos débitos, busca-se reduzir o valor das faturas de energia elétrica para iluminação pública, bem como os custos de sua manutenção, através da efficientização e transferência do acervo para a respectiva prefeitura, que passa a responsabilizar-se pela substituição das lâmpadas queimadas.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Evolução do Número de Clientes

Em dezembro de 2002 a COSERN atendia a 772.686 clientes, 27.736 a mais do que em dezembro de 2001. Do total, 675.488 são da classe residencial.



Comunicação com os Clientes

Como resultado da crescente e permanente preocupação da COSERN em atender melhor aos seus clientes, produzimos, em novembro de 2002, um material que está sendo distribuído a cada consumidor sobre seus direitos e deveres enquanto usuário de energia elétrica, além de informações sobre a conta de energia.

Em parceria com a Caixa Econômica Federal - CEF, a COSERN realizou em dezembro a campanha "Evite filas e Combata a Fome - Faça o débito automático da sua conta de energia". A campanha teve como objetivo incentivar aos clientes da CEF a aderirem ao débito automático em conta corrente. Para cada adesão, a COSERN doou 1 kg de alimento não perecível à Campanha Natal Sem Fome. A Empresa demonstrou, mais uma vez, sua responsabilidade social e sua preocupação com um dos mais graves problemas do nosso país.

O projeto foi realizado nas agências da CEF em Natal, Parnamirim e Mossoró, onde os atendentes e gerentes foram treinados para a apresentação do débito automático e doação à campanha. Foram distribuídos folders aos clientes, camisetas entre os atendentes e desenvolvidas abordagens através do telemarketing da CEF. O teleatendimento da COSERN atuou no cadastramento das adesões.

Outra ação implementada em 2002 foi o Projeto Lojas Certificadas, lançado inicialmente no município de Mossoró em dezembro, como experiência piloto. Ele reúne estabelecimentos comerciais de materiais elétricos e de construção que dispõem de vendedores e eletricitas autônomos capacitados para orientar os clientes sobre a montagem do padrão de entrada de energia elétrica.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

A implantação do serviço visa garantir um melhor atendimento ao cliente na hora da aquisição da caixa de medição, ou demais equipamentos elétricos residenciais. No momento de comprar materiais para instalar o novo padrão de entrada de energia, a COSERN orienta os clientes a procurarem uma Loja Certificada. Nesses estabelecimentos os clientes são instruídos quanto a correta montagem do padrão de entrada, de forma a possibilitar que a sua ligação de energia possa ser feita na primeira visita técnica. Os materiais elétricos são especificados pela COSERN e a construção do padrão é executada por eletricitas treinados pelo SENAI, através de convênio com a COSERN.

Gestão do Sistema Elétrico

Em 2002 a COSERN investiu R\$ 49,9 milhões, aplicados na melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento elétrico e dos serviços prestados aos clientes, contribuindo de forma significativa para o desenvolvimento econômico e social do Rio Grande do Norte.

Para o sistema de transmissão foram destinados R\$ 14,7 milhões, destacando-se a entrada em operação da nova subestação de São Bento do Norte; a aquisição da Subestação Móvel; a ampliação da subestação de Dix-Sept Rosado, e a construção do barramento de 69 kV para conexão da Térmica Potiguar, pertencente ao programa das Térmicas Emergenciais do governo federal.

O Programa de Distribuição aplicou R\$ 27,7 milhões no Programa Luz no Campo; na continuidade do projeto de Eficientização do Sistema de Iluminação Pública dos Municípios; nas obras de melhoramentos/reforços do sistema de distribuição, e na expansão da distribuição, tanto para atendimento a novas cargas quanto para aumento da capacidade de distribuição.

No que se refere às Instalações Gerais foram utilizados R\$ 7,5 milhões. Esse montante engloba investimentos em sistemas de informática, ferramentas, veículos e patrimônio, com destaque para a renovação de parte dos computadores (PC'S) da Empresa; a continuidade da implantação do Sistema de Gestão de Rede (GEOREDE) e os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento do Ciclo 2001/2002, integrantes de 1% da Receita Operacional Líquida – ROL que as empresas devem destinar anualmente a projetos de eficiência energética e P&D. Somente no Sistema de Gestão de Rede, a COSERN aplicou R\$ 2,3 milhões. Em Pesquisa e Desenvolvimento foi investido mais R\$ 1 milhão, com a continuação dos 5 (cinco) projetos iniciados em 2001. Esses projetos, que envolvem as áreas de planejamento e estudos, qualidade de energia, fontes alternativas de energia e informática, merecem um especial destaque por injetar mais de meio milhão de reais na área de pesquisa do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

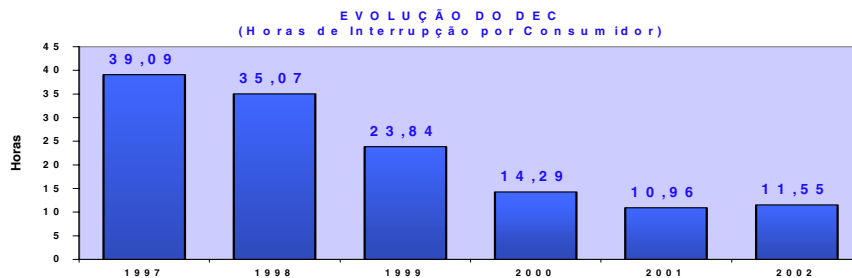
Programas de Eletrificação

No âmbito da eletrificação rural merece destaque o Programa Luz no Campo, iniciado em agosto de 2001. Com orçamento total de R\$ 20,3 milhões, a iniciativa tem como metas físicas o atendimento a 11.040 domicílios/propriedades rurais, beneficiando 49.680 habitantes; a construção de 2.178 km de redes de média e baixa tensão; a instalação de 870 transformadores de distribuição, representando um acréscimo de 24,1 MVA de potência no sistema COSERN, até o final de 2003. Em dezembro de 2002, o índice de realização dessas metas alcançou a marca dos 36,55%.

As obras de eletrificação rural e urbana executadas pela COSERN em 2002, e que contaram com participação financeira do governo do Estado, municípios e clientes, totalizaram R\$ 8,4 milhões.

Qualidade do Fornecimento

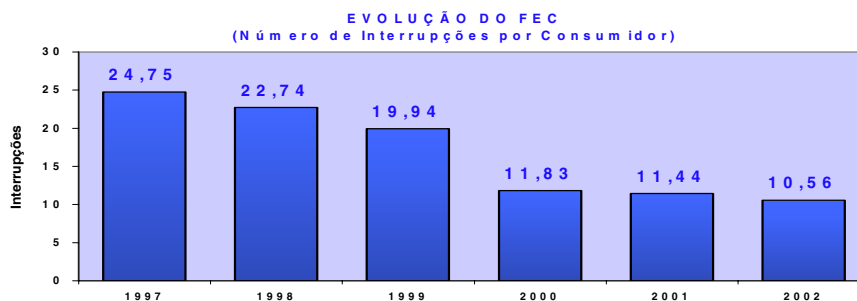
Com o DEC de 11,55 horas de interrupção, o sistema de distribuição no Rio Grande do Norte registrou o segundo melhor desempenho dentre todos os Estados da Federação, sendo superado apenas por São Paulo. Mesmo com esse destacado resultado, o índice do DEC de 2002 sofreu uma elevação de 5,38%, quando comparado com 2001.



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

O FEC de 10,56 interrupções no sistema de distribuição do Rio Grande do Norte foi considerado o terceiro melhor desempenho do cenário nacional, ficando atrás apenas de Minas Gerais e São Paulo. Além desse ótimo resultado, o índice de 10,56 interrupções significou uma redução de 7,69% em relação ao verificado em 2001.



Tais resultados devem-se aos contínuos investimentos na automação dos sistemas de distribuição, na construção de novas subestações, na padronização de novos materiais com tecnologias modernas para serem aplicados nas redes de distribuição (redes multiplexadas, redes compactas, isoladores híbridos, etc.) e transmissão (isoladores poliméricos) e no aprimoramento dos procedimentos de operação do sistema aliado a um constante programa de treinamento do pessoal envolvido.

Com relação à qualidade do fornecimento, destacamos o Tempo Médio de Atendimento a Avarias (TMA), que atingiu em 2002 o valor de 82,6 minutos, que apesar de configurar um aumento de 7,97% em relação a 2001, é um dos mais baixos do Brasil. A elevação no TMA foi resultado do forte inverno registrado em 2002 e ao conseqüente aumento do número médio de reclamações por mês (7,4%).

Automação e telecomunicação

A Supervisão e Controle do Sistema Elétrico da COSERN realizou atualizações nas plataformas de *hardware* e *software* do Centro de Operações e Informação (COI) e ampliou o número de pontos telecomandados da Rede de Distribuição de 13,8 kV.

Com o reforço de 2 novos servidores de tempo-real, na plataforma de *hardware* do COI, o sistema passou a operar com maior rapidez, estabilidade e confiabilidade. A nova arquitetura conta com 4 servidores, sendo 2 com função de processamento de dados em tempo-real e 2 trabalhando como postos de operação. A rede SAGE foi dividida em 3 sub-redes, separando os processos de aquisição, difusão e tratamento dos dados de tempo-real,

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

melhorando, dessa forma, o tráfego de informações desde as subestações e equipamentos telecomandados até o COI. Com relação à plataforma de *software*, foi instalada a versão 2002 do SAGE, modelo EMS (*Energy Management System*), que permite a aplicação de ferramentas de Análise de Redes em tempo-real, tais como Estimador de Estado, Análise de Contingências e Fluxo de Potência.

A Rede Aérea de Distribuição de 13,8 kV foi incrementada com mais 10 equipamentos telecomandados, sendo 6 religadores e 4 chaves seccionadoras, totalizando 136 equipamentos em todo o Estado do Rio Grande do Norte que podem ser supervisionados e controlados desde o COI.

A COSERN também implantou em 2002 o Sistema de Terminais de Dados em Veículos Via Satélite (TDV), abrangendo todos os 55 veículos de plantão que atendem ao Rio Grande do Norte. Esse sistema tem o objetivo de agilizar o encaminhamento das solicitações dos clientes, quanto às ocorrências de defeitos na rede elétrica, para que possamos realizar os reparos necessários com maior rapidez. A partir da Central de Teleatendimento – 0800 701 0800 –, as equipes de manutenção são mobilizadas através dos terminais de dados existentes em cada um dos veículos, sem interferências, ruídos e áreas não cobertas pelos sistemas convencionais.

Modernização da Operação

A COSERN adquiriu da ABB uma moderna Subestação Móvel com capacidade de 10 MVA, composta por um transformador de força com transformação de 69/13.8 kV, disjuntores de alta e média tensão, chaves seccionadoras, completo sistema de proteção e serviços auxiliares.

O equipamento, de grande importância para a COSERN, representa uma reserva quente para o sistema. Com capacidade de rápida substituição de transformadores que venham a apresentar defeitos, contribui significativamente para a redução dos tempos de desligamentos, devido a falhas nas subestações, e elimina os desligamentos quando há necessidade de manutenção em transformadores de força.

A COSERN já possui também trinta relés digitais, com a função de Localizadores de Falhas, instalados no sistema. Além de apresentarem as funções de proteção elétrica do sistema, esses relés indicam a localização da falta em quilômetros, contribuindo para uma rápida identificação dos problemas pelas turmas de manutenção de linhas.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Uso Eficiente da Energia

Em 2002, a COSERN deu continuidade ao seu programa de efficientização da iluminação pública dos municípios do Estado. Foram executados projetos em mais 18 municípios, num total de 9.580 lâmpadas substituídas. Essa quantidade de pontos efficientizados importou em um investimento de mais de R\$ 1 milhão, promovendo uma redução de demanda na ponta do sistema COSERN de 570 kW e uma economia anual de energia para as prefeituras, com conseqüente redução de suas faturas, da ordem de 2.490 MWh, o que facilitará o pagamento das contas, contribuindo para a redução da inadimplência.

Outro projeto que mereceu destaque em 2002 foi a implantação prática do projeto Piloto de Tarifa Amarela em consumidores de baixa tensão. Essa nova modalidade tarifária está possibilitando que o consumidor administre seu consumo, principalmente no horário de ponta, e possa obter a redução de até 26% na conta de energia. Numa análise dos 6 primeiros meses de implantação da tarifa registrou-se uma redução média de consumo de 10% por consumidor.

Mais sete projetos foram desenvolvidos, referentes ao Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica 2002. Dois deles da classe residencial – venda de lâmpadas econômicas e venda subsidiada de eletrodomésticos e aparelhos de ar-condicionado –, três de diagnóstico e projetos energéticos industriais e comerciais, e ainda dois projetos para o Poder Público, envolvendo o governo do Estado e o Hospital Luis Antonio, que faz parte da Liga Norte-rio-grandense contra o Câncer. No Projeto Residencial de venda de lâmpadas econômicas, foram entregues 32.500 lâmpadas, atendendo a 16.250 clientes em municípios do interior do Rio Grande do Norte. Nos últimos quatro anos já foram distribuídas 116.160 lâmpadas, para 70.070 clientes.

Programa de Redução de Perdas

Foram recuperados 16.455 MWh de energia, em 2002, representando um aumento de 111,4% em relação aos valores de 2001. Mesmo assim, registrou-se um índice de perdas de 14,03%. A elevação de 1,21 pontos percentuais em relação ao índice verificado no ano anterior (12,82%) foi motivada, principalmente, pelo aumento dos casos de furto de energia elétrica por parte dos consumidores, como conseqüência do Plano de Racionamento. Para tentar fugir das cotas de energia, estabelecidas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, parte dos consumidores adotaram a prática do furto. Isso pode ser comprovado pelo aumento significativo do número de fraudes constatadas e pela energia recuperada pelas equipes de fiscalização da Empresa. Por outro lado, a menor quantidade de energia comprada, em relação ao previsto, conseqüência do racionamento, como dito anteriormente, fez com que este índice sofresse uma elevação com respeito ao projetado.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Vale destacar que a evolução do índice durante os últimos meses do ano mostrava um início de diminuição.

Gestão Corporativa - Recursos Humanos

A COSERN somava, em 31 de dezembro de 2002, 619 empregados, sendo 11,47% gerentes e gestores, 31,34% administrativos e 57,19% operativos. A produtividade da COSERN é de 1.248 clientes por empregado, uma das melhores do setor elétrico brasileiro.

Os executivos e empregados da COSERN, bem como das empreiteiras de serviço, reagiram rapidamente aos efeitos do racionamento, adaptando-se às novas regras, demonstrando determinação e flexibilidade, permitindo que a COSERN, perante os seus clientes e reguladores, mantivesse um serviço de qualidade e a imagem de uma empresa eficiente.

Foi elaborado o Código de Ética da COSERN, que estabelece de modo claro os critérios de conduta e postura da Empresa, de seus profissionais e de todos aqueles com os quais mantém relações. Além disso, considerando as atuais tendências e cenários, foi atualizado pelo mesmo grupo de empregados que o elaborou em 1998, o Projeto de Empresa, instrumento que reúne as diretrizes fundamentais da COSERN, as quais irão conduzir sua gestão empresarial. Nesse Projeto estão definidos os compromissos assumidos com o objetivo de alcançar os mais altos padrões de eficiência empresarial e de integração social.

A aprovação desses dois instrumentos pela Diretoria Executiva e Conselho de Administração permitiu consolidar o modelo de gestão e direção praticado na empresa.

O Sistema de Direção baseia-se na filosofia de gestão por objetivos. Aglutina, de forma ordenada e coerente, estratégia e gestão com um sentido global e participativo. O planejamento estratégico promove de forma inequívoca o caminhar da Empresa, ao alinhar os planos específicos desenvolvidos nas diferentes diretorias que compõem a COSERN, permitindo concretizar o planejamento estabelecido. Ainda o programa de orçamento anual, devidamente ajustado e adequado para o momento da Empresa, apoia a execução e a concretização dessas ações.

O tripé citado compõe o modelo de gestão e direção que levou à COSERN a ser uma das melhores empresas do setor, permitindo manter a qualidade dos serviços e sua imagem de eficiência junto aos clientes. Esses fatores são importantes para concretizar a missão de “Fornecer energia elétrica a seus clientes, em condições de excelência em qualidade, atendimento e segurança, a um preço competitivo, com rentabilidade adequada e preservando o Meio Ambiente”.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Desempenho Econômico- Financeiro

Arrecadação , Novos Financiamentos e Política de Hedge

O caixa da COSERN em 2002 foi afetado pelo fato das vendas de energia terem ficado 6,14% abaixo do previsto e o não ter ocorrido o recebimento dos créditos do MAE, o que provocou a realização da arrecadação 21,75% abaixo do esperado, alcançando R\$ 481,02 milhões. Nesse cenário, a contratação de novos financiamentos foi necessária para fazer frente aos novos investimentos, na atividade de distribuição e na Termoação.

Dentre os novos financiamentos destacam-se a nova operação estruturada de captação de recursos na modalidade de pré-pagamento de exportação, no montante de US\$ 22 milhões e prazo de 2 anos, e o financiamento no montante de R\$ 123,1 milhões e prazo de 105 meses contratado junto ao BNDES, através do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica. Tais financiamentos permitiram a COSERN fazer um alongamento importante de sua dívida de curto prazo, bem como supriu em parte a redução verificada no consumo de Energia Elétrica.

Cabe ressaltar também a eficácia da política de “hedge” cambial da Companhia, a qual ao proteger 100% da exposição em moeda estrangeira da COSERN, possibilitou que o resultado do exercício não fosse afetado pela expressiva desvalorização cambial ocorrida em 2002.

Resultado do Exercício

A COSERN encerrou o exercício social de 2002 com lucro líquido de R\$ 30,7 milhões. O EBITDA alcançou R\$ 98,2 milhões e a receita operacional líquida foi de R\$ 439,5 milhões, consolidando uma margem de 22,34% .

A rentabilidade do patrimônio líquido foi de 6,53%, com um lucro por ação de R\$ 0,183.

Destinação do Lucro

À Administração da COSERN decidiu propor à Assembléia Geral Ordinária o pagamento do dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício de 2002, no total de R\$ 7.292.311,47, equivalente ao montante de R\$ 0,0424201 por ação ON e R\$ 0,0466621 por ação PN.

À Administração da Companhia está encaminhando ainda a proposta de destinação de R\$ 21.876.934,40 à conta de reserva de retenção de lucros, mediante aprovação de orçamento de capital nos termos do artigo 196 da Lei de Sociedades Anônimas.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Termoaçu

Em reunião do Conselho de Administração da COSERN, realizada em 06 de junho de 2001, foi aprovada a participação da COSERN como acionista controlador da Termoaçu S.A., com a participação de 70% do capital total, em uma sociedade com a PETROBRÁS, que participará com os 30% restantes.

A Termoaçu, autorizada pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante Resolução nº 261, de 9 de julho de 2001, implantará uma usina termelétrica de co-geração a gás natural com capacidade inicial de geração de 325 MW de potência bruta e 605 ton/h de vapor. A Termoaçu contratará a venda de energia com a COSERN, com a Companhia de Eletricidade da Bahia - COELBA e com a PETROBRÁS. A usina estará localizada no Município de Alto do Rodrigues, Rio Grande do Norte, a 234 km de Natal, próxima aos poços de extração de óleo de Estreito e Alto do Rodrigues, pertencentes à PETROBRÁS que consumirá o vapor produzido na usina. A UTE Termoaçu encontra-se incluída no Programa Prioritário de Termoeletricidade do Ministério de Minas e Energia.

Em 2002, foram realizados aportes ao projeto da ordem de R\$ 183 milhões, sendo R\$ 98,04 milhões do acionista COSERN, R\$ 30 milhões do acionista GUARANIANA e R\$ 55,03 milhões do acionista PETROBRAS. O capital social da TERMOAÇU ao final do exercício 2002 era de R\$ 260 milhões dividido em 260.000 mil ações ordinárias, dos quais 70% pertencentes ao grupo GUARANIANA (GUARANIANA 12,06% e COSERN 57,94%) e 30% da PETROBRAS.

O projeto tem início de operação previsto para março de 2004.

Instrução CVM no. 381

Nos termos da Instrução CVM no. 381, de 14 de janeiro de 2003, e em atenção ao Ofício Circular/CVM/SEP/SNC/no. 02 de 20 de março de 2003, destacamos que a Companhia e demais empresas do Grupo GUARANIANA, contrataram a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, em junho de 2002, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações financeiras, bem como a revisão de informativos contábeis e de contratos para financiamentos em atendimento às exigências do Órgão Regulador, ANEEL, para um período de 3 (três) anos. A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes desde então não prestou serviços não-relacionados à auditoria independente que superassem 5% (cinco por cento) do valor do contrato.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo GUARANIANA, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

Compromisso Social e Ambiental

A COSERN vem colaborando no desenvolvimento social e cultural do Estado do Rio Grande do Norte, através de patrocínios e apoios e permeia todas as suas atividades com a preocupação de preservar o meio ambiente.

Vários dos patrocínios culturais foram viabilizados através das leis de incentivo à cultura Câmara Cascudo, estadual, e Rouanet, federal.

Com o Circo da Luz, espaço cultural que circula pelo interior do Estado, a COSERN permite à população do Rio Grande do Norte o acesso gratuito a apresentações artísticas e culturais, com discussões, cursos e debates. Outro projeto significativo é o patrocínio à Casa da Ribeira, que mantém há dos anos a Sala COSERN de Teatro.

A COSERN patrocinou o projeto de modernização do Teatro Alberto Maranhão, que permitiu a atualização da platéia, do palco e do sistema de sonorização. Para a inauguração, a Empresa trouxe a Natal o espetáculo “Ana Botafogo in Concert”, com a participação especial de Selma Reis.

“Encantaria da Pedra” é outro projeto na área das artes plásticas e literatura. Trata-se de um trabalho específico inspirado nas pinturas rupestres do Rio Grande do Norte. São xilogravuras criadas a partir de uma pesquisa realizada em seis sítios arqueológicos, entre eles o Lajedo de Soledade de Apodi e a Casa Santa de Carnaúba dos Dantas.

Pelo segundo ano consecutivo, a COSERN marcou sua presença na maior festa religiosa de Mossoró, promovendo a realização do espetáculo teatral “Oratório de Santa Luzia”, com realização no período de 3 a 13 de dezembro de 2002.

A Empresa patrocinou ainda o Núcleo de Dança e Bordado Reviver, que oferece oportunidade a crianças, jovens e idosos do distrito de Massaranduba, em São Gonçalo do Amarante, de receber ensino de ballet clássico, danças populares e dança expressiva.

Alunos de escolas públicas, clientes de instituições filantrópicas e membros de comunidades de baixa renda de Natal foram beneficiados com oficinas permanentes de artes plásticas, cênicas e música, através do Projeto Operart.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Consciente do seu papel de empresa cidadã, a COSERN também participou de ações sociais. Há dois anos mantém convênio com a Liga Norte-rio-grandense Contra o Câncer, para a captação de recursos a partir de doações feitas através das contas de energia. Outro convênio assinado com a Liga possibilitou a implementação do Projeto de Eficientização Energética no Hospital Luis Antônio.

Além disso, também iniciou um trabalho com a Casa do Menor Trabalhador de Natal, com a reconstrução do refeitório e doações de vários móveis de escritório e equipamentos de informática.

Em parceria com a ONG Fé e Alegria do Brasil, a Empresa substituiu as instalações elétricas de 150 residências de famílias de baixa renda em Pirangi de Dentro (bairro de Parmamirim com cerca de 2000 moradores); distribuiu duas lâmpadas econômicas de 16 volts (com selo Procel) para cada residência, através do Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica, e ministrou palestras para a população sobre como usar energia com eficiência e outros cuidados com eletricidade.

Consciente de que sua missão como empresa vai além do fornecimento de energia elétrica, a COSERN aplica recursos, talento e uma dedicação entusiasmada na condução de iniciativas que, de alguma forma, contribuam decisivamente para o desenvolvimento social brasileiro.

Mais que isso, como Empresa distribuidora de energia elétrica, pauta todas as suas ações baseada em um meio ambiente ecologicamente equilibrado. Durante 2002, a Empresa elaborou estudos visando ao licenciamento ambiental de instalações elétricas; a adoção de novos padrões de redes elétricas, também chamadas redes ecológicas, reduzindo a necessidade da poda de árvores; e o apoio a projetos voltados à formação de uma consciência ambiental.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

BALANÇO SOCIAL ANUAL

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001
(Em milhares de reais)

	2002			2001		
	Valor	R\$ mil	%	Valor	R\$ mil	%
1 - Base de Cálculo						
1.1 - Receita Líquida		439.538			475.270	
1.2 - Resultado Operacional		49.025			98.304	
1.3 - Folha de Pagamento		19.644			14.612	
2 - Indicadores Sociais Internos						
	R\$ mil	1.3	1.1	R\$ mil	1.3	1.1
2.1 - Alimentação	1.001	5,10	0,23	849	5,81	0,18
2.2 - Encargos Sociais Compulsórios	5.385	27,41	1,23	5.365	36,72	1,13
2.3 - Previdência Privada	1.307	6,65	0,30	1.247	8,53	0,26
2.4 - Saúde	677	3,45	0,15	561	3,84	0,12
2.5 - Educação	378	1,92	0,09	176	1,20	0,04
2.6 - Creches/ Auxílio Creche/ Benefício Pré-Escola	123	0,63	0,03	114	0,78	0,02
2.7 - Participação nos Lucros ou Resultados	4.066	20,70	0,93	2.635	18,03	0,55
2.8 - Outros Benefícios	438	2,23	0,10	345	2,36	0,07
Total Indicadores Sociais Internos (2.1 a 2.8)	13.375	68,09	3,04	11.292	77,28	2,38
	R\$ mil	1.3	1.1	R\$ mil	1.3	1.1
3 - Indicadores Sociais Externos						
3.1 - Tributos (excluídos encargos sociais)	115.733	589,15	26,33	110.783	758,16	23,31
3.2 - Investimentos na Cidadania						
3.2.1 - Educação e cultura	1.289	6,56	0,29	1.256	8,60	0,26
3.2.2 - Doações e contribuições	164	0,83	0,04	-	-	-
3.2.3 - Outros	1	0,01	0,00	5	0,03	0,00
3.3 - Investimentos em Meio Ambiente:						
3.3.1 - Relacionados com a operação da empresa	884	1,80	0,20	0	-	-
Total dos Indicadores Sociais (3.1 a 3.3)	118.071	601,05	26,86	112.044	766,79	23,57
4 - Indicadores do Corpo Funcional						
	2002			2001		
4.1 - Nº de empregados ao final do período	619			618		
4.1.1 - Escolaridade dos empregados						
Superior e extensão universitária	160			162		
Superior incompleto	39			37		
2º Grau	334			328		
2º Grau incompleto	22			23		
1º Grau	44			47		
1º Grau incompleto	12			12		
Primário	4			5		
Primário incompleto	4			4		
4.1.2 - Faixa etária dos empregados						
Abaixo de 30 anos	75			64		
de 30 à 40 anos	215			265		
de 41 à 50 anos	308			267		
acima de 50 anos	21			22		
4.2 - Nº de admissões durante o período	24			103		
4.3 - Nº de mulheres que Trabalham na empresa	146			137		
4.4 - Nº de Cargos Gerenciais na Cosern	71			71		
4.4.1 - Cargos gerenciais-mulheres % Sobre 4.3	7,5%			8,0%		
4.4.2 - Cargos gerenciais-mulheres % Sobre 4.4	15,5%			15,5%		
4.5 - Nº de empregados portadores de deficiência	25			13		
4.6 - Nº de Dependentes	1.653			1.882		
4.7 - Nº de Estagiários	63			21		
5 - Investimentos Sociais						
	R\$ mil			R\$ mil		
5.1 - Programa de desperdício	579			1.849		
5.2 - Programa de desenvolvimento e pesquisa	1.031			959		

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001
(Em milhares de reais)

	2002	%	2001	%
RECEITAS				
Venda de energia e serviços	554.245		564.090	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(37.975)		(15.887)	
Resultado não operacional (exceto PIS e COFINS)	(813)		(1.006)	
	<u>515.457</u>		<u>547.197</u>	
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Energia elétrica e uso da rede	194.118		204.109	
Material e serviços de terceiros	34.834		30.134	
Outros insumos adquiridos	15.005		13.703	
	<u>243.957</u>		<u>247.946</u>	
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>271.500</u>		<u>299.251</u>	
(-) RETENÇÕES				
Quotas de reintegração	30.323		27.877	
Amortização de ágio incorporado	9.423		10.096	
	<u>39.746</u>		<u>37.973</u>	
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	<u>231.754</u>		<u>261.278</u>	
(+) VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO				
Receitas financeiras	206.055		57.738	
(=) VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	<u>437.809</u>		<u>319.016</u>	
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
PESSOAL				
Remunerações Pessoal Próprio	18.306	4,18	21.104	6,62
Remunerações Administradores	1.492	0,34	2.104	0,66
FGTS	1.286	0,29	1.256	0,39
Previdência privada	1.050	0,24	1.057	0,33
Convênio assistencial e outros benefícios	2.193	0,50	1.702	0,53
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	436	0,10	632	0,20
Participação no lucro	4.067	0,93	-	-
Custos imobilizados	(1.754)	(0,40)	(4.972)	(1,56)
	<u>27.076</u>	<u>6,18</u>	<u>22.883</u>	<u>7,17</u>
GOVERNO				
INSS (sobre folha de pagamento)	4.086	0,93	4.109	1,29
ICMS	77.090	17,61	63.715	19,97
Imposto de renda e Contribuição social	8.081	1,85	22.788	7,14
PIS e COFINS	26.416	6,03	21.720	6,81
Obrigações intra-setoriais	39.740	9,08	15.822	4,96
Outros	4.590	1,05	2.260	0,71
	<u>160.003</u>	<u>36,55</u>	<u>130.414</u>	<u>40,88</u>
FINANCIADORES				
Juros e variações monetárias	217.238	49,62	61.309	19,22
Aluguéis	290	0,07	310	0,10
Outros	2.497	0,57	1.168	0,37
	<u>220.025</u>	<u>50,26</u>	<u>62.787</u>	<u>19,68</u>
ACIONISTAS				
Dividendos declarados	7.292	1,67	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	38.528	12,08
Reserva legal	1.535	0,35	5.147	1,61
Reserva de retenção de lucro	21.878	5,00	59.257	18,57
	<u>30.705</u>	<u>7,01</u>	<u>102.932</u>	<u>32,27</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO	<u>437.809</u>	<u>100,00</u>	<u>319.016</u>	<u>100,00</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E DE 2001

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
	R\$	R\$	R\$	R\$
Lucro líquido do exercício	30.705	102.932	30.705	102.932
Ajustes para reconciliar o lucro líquido (prejuízo) do exercício com recursos provenientes de atividades operacionais				
Juros e variações monetárias e cambiais líquidas dos ativos e passivos	132.950	(15.083)	132.950	(15.009)
Depreciações, amortizações e exaustões	30.323	27.877	30.323	27.888
Baixa de ativo permanente	1.439	1.065	1.439	1.065
Provisão para contingências fiscais e trabalhistas	3.765	11.196	3.765	11.196
Amortização de ágio	9.423	10.096	9.423	10.096
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.868	9.645	15.868	9.645
Reserva de isenção - ADENE	2.547	-	2.547	-
Ajustes de exercícios anteriores	-	(3)	-	(3)
Participação dos minoritários	-	-	85.390	23.970
Total do lucro do exercício	227.020	147.725	312.410	171.780
(Aumento) diminuição nos ativos				
Contas a receber de clientes	(45.040)	(35.405)	(45.234)	(35.210)
Estoques	258	8	258	8
Impostos a recuperar	(87.189)	(7.092)	(87.234)	(1.153)
Títulos a receber	(4.123)	(1.883)	(4.123)	(1.883)
Outros	(34.920)	(160.778)	(46.300)	(166.819)
Total do aumento nos ativos	(171.014)	(205.150)	(182.633)	(205.057)
Aumento (diminuição) nos passivos				
Fornecedores	1.154	26.880	92.517	38.001
Impostos, taxas e contribuições	38.877	23.350	39.059	22.675
Adiantamento de clientes	183	273	183	273
Provisão para contingências	(1.929)	(9.913)	(1.929)	(9.913)
Outros	(27.257)	(35.263)	(10.453)	(35.928)
Total do aumento nos passivos	11.028	5.327	119.377	15.108
	67.034	(52.098)	249.154	(18.169)
Adições aos investimentos	(98.044)	(52.596)	-	-
Adições ao imobilizado	(47.972)	(56.372)	(349.104)	(116.109)
Adições ao diferido	(21.820)	-	(9.443)	(11.109)
	(167.836)	(108.968)	(358.547)	(127.218)
Empréstimos captados a curto prazo				
Instituições financeiras	221.176	50.510	221.176	50.510
Empréstimos e financiamentos captados a longo prazo				
Instituições financeiras	178.595	112.336	178.595	112.336
Pagamento a instituições financeiras	(320.451)	(14.465)	(320.451)	(14.465)
	79.320	148.381	79.320	148.381
	(21.482)	(12.685)	(30.073)	2.994
Caixa e equivalentes no início do exercício	28.484	41.169	44.163	41.169
Caixa e equivalentes no final do exercício	7.002	28.484	14.090	44.163

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

10.01 - RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Fausto de Andrade Ribeiro
Presidente

Mário Ruiz-Tagle Larrain
Vice-Presidente

Conselheiros

Alexander Diógenes Ferreira Gomes
Fernando Manuel Pereira Afonso Ribeiro
José Altino Bezerra
Luiz Oswaldo Sant'Iago Moreira de Souza
Pablo Canales Abaitua
Pedro Damásio Costa Neto

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. DAS CONCESSÕES

A Companhia e sua controlada Termoaçu, detém junto a ANEEL, as seguintes concessões:

Geração	Localidade/ Capacidade Instalada (MW)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Usina Termelétrica – Termoaçu	Alto do Rodrigues – 325 MW	09/07/2001	08/07/2031

Distribuição	Municípios	Localidades	Data da Concessão	Data de Vencimento
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027

A TERMOAÇU é um projeto do grupo GUARANIANA e da PETROBRAS, para a instalação de uma usina termelétrica no Estado de Rio Grande do Norte. O projeto consiste em uma planta de co-geração com uma potência instalada de 325 MW e uma produção de vapor de 610 t/h, que será construída no município de Alto do Rodrigues/RN. A energia elétrica se destinará a suprir as distribuidoras de energia elétrica do Grupo GUARANIANA e o vapor será usado pela PETROBRAS para injeção contínua nos seus poços de petróleo, aumentando sua produção na região. O investimento total previsto é de US\$ 300 milhões, dos quais US\$ 85 milhões correspondem às turbinas de gás. Em 2002, foram realizados aportes ao projeto da ordem de R\$ 183 milhões, sendo R\$ 98.044 do acionista COSERN, R\$ 30.000 do acionista GUARANIANA e R\$ 55.030 do acionista PETROBRAS. O capital social da TERMOAÇU ao final do exercício 2002 era de R\$ 260.000 dividido em 260.000 mil ações ordinárias, dos quais 70% pertencentes ao grupo GUARANIANA (GUARANIANA e COSERN) e 30% da PETROBRAS.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O projeto tem início de operação previsto para dezembro de 2003.

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Algumas informações estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 155/2003 – SFF/ANEEL de 24 de janeiro de 2003 e Ofício Circular/CVM/SNC nº 01/2003 de 16 de janeiro de 2003.

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, já tendo sido parcialmente aplicada nas demonstrações contábeis do exercício de 2001. As demonstrações contábeis individuais e consolidadas para o exercício findo em 31/12/2001 foram reclassificadas, quando aplicável, para comparabilidade.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba o fornecimento e suprimento de energia faturada e não faturada por estimativa, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Está reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Estoque (inclusive do ativo imobilizado)

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

Investimentos

A participação societária em controlada é avaliada pelo método da equivalência patrimonial. Os outros investimentos estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada.

A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL nº 015 de 24 de dezembro de 1997. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas às Resoluções ANEEL nº 02 de 24 de dezembro de 1997 e nº 44, de 17 de março de 1999 e estão apresentadas na nota explicativa nº 15.

Os gastos de administração geral são apropriados, mensalmente, às imobilizações e demais ordens em curso, em até 10% dos dispêndios diretos com pessoal mais serviços de terceiros a estas atribuíveis.

Em função do disposto na Instrução Contábil 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, encargos financeiros e variações monetárias, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo.

Em atendimento à Instrução Contábil 6.3.23 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as Obrigações Vinculadas à Concessão, registradas nos livros, em grupo específico no Passivo Exigível a Longo Prazo, estão apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro de consumidores, da União e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Diferido

Composto por despesas pré-operacionais relacionadas à implantação do projeto da unidade termoeletrica contemplando estudos e projetos de viabilidade econômica financeira e de impacto ambiental, além dos encargos financeiros referentes ao projeto. O saldo líquido será amortizado em cinco anos a partir do início das operações.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

É calculado com base nas alíquotas efetivas de imposto de renda e contribuição social e reconhecido o diferimento em função das diferenças intertemporais. A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda calculado com base no lucro de exploração (vide nota explicativa nº 31).

Plano de complementação de aposentadoria e pensão

Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão são reconhecidos pelo regime de competência.

Apuração do resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Valores especiais estimados

A preparação de demonstrações contábeis de acordo com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil, requer que a Administração da Companhia baseada em estimativas faça 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 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 da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa e Provisão para Contingências.

Outros direitos e obrigações

Demais ativos e passivos circulantes e de longo prazo estão atualizados até a data do balanço, quando legal ou contratualmente exigidos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

5. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247/96 da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem a Companhia e sua controlada Termoaçu S.A (em fase pré-operacional), cuja participação em 2002 é de 57,94% e em 2001 é de 68,69%.

Os balanços patrimoniais, em 31 de dezembro de 2002 e 2001, da Termoaçu S.A, está assim composto de forma condensada:

	Balanço Patrimonial	
	2002	2001
<u>Ativo</u>	<u>380.228</u>	<u>88.317</u>
Ativo circulante	13.282	15.778
Realizável a longo prazo	6.018	
Permanente	360.928	72.539
<u>Passivo</u>	<u>380.228</u>	<u>88.317</u>
Circulante	120.228	11.391
Exigível a longo prazo		360
Patrimônio líquido	260.000	76.566

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição das contas a receber:

		Controladora e Consolidado				Provisão para	
Consumidores/Concessionárias e	Saldos	Saldos vencidos		Total		Devedores duvidosos	
Permissonárias	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2002	2001	2002	2001
Setor Privado	24.953	18.825	17.652	61.430	53.074	(7.676)	(7.048)
Residencial	7.349	6.036		13.385	18.687	(1.488)	(1.715)
Industrial	8.258	3.949	4.875	17.082	13.503	(3.216)	(1.962)
Comercial, serviços e outras	6.672	5.066	3.271	15.009	12.425	(2.822)	(1.321)
Rural	2.674	3.774	9.506	15.954	8.459	(150)	(2.050)
Poder público	3.082	5.659	4.724	13.465	16.874	(801)	
Federal	836	1.454	1.894	4.184	3.634	(241)	
Estadual	1.212	2.195	2.241	5.648	2.984	(502)	
Municipal	1.034	2.010	589	3.633	10.256	(58)	
Iluminação pública	1.506	3.645	19.404	24.555	37.508		
Serviço público	2.725	2.692	21.342	26.759	19.275	(6.029)	
PDD confissões de dívidas e outras						(10.678)	(13.470)
Subtotal - Consumidores	32.266	30.821	63.122	126.209	126.731	(25.184)	(20.518)
Fornecimento não faturado				15.958	9.400		
MAE - Mercado Atacadista de Energia				91.579	49.936		
Outros líquido				(2.868)	(1.300)		
Total				230.878	184.767	(25.184)	(20.518)
Ativo Circulante				(194.154)	(184.767)	(25.184)	(20.518)
Ativo Realizável a Longo Prazo				36.724			

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com a norma do Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

Os valores correspondentes às operações junto ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, foram registrados levando-se em consideração informações do MAE para o período entre setembro de 2000 e novembro de 2002 e estimativa para dezembro de 2002. As vendas no âmbito do MAE no exercício de 2002 foram valorizadas com base na tarifa definida no “Acordo Geral do Setor Elétrico”. No exercício de 2002 foram disponibilizados ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, o excedente de 663.911 Mwh (2001, 162.992 Mwh).

A liquidação financeira do valor homologado pelo MAE, referente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, R\$ 64.972 - ativo consolidado e R\$ 6.840 - passivo consolidado estava programada para 22 de novembro de 2002, mas foi postergada em razão de novo acordo realizado entre as empresas do setor e o Governo. De acordo com o estabelecido nesse novo acordo, 50% do saldo líquido a receber deveria ser liquidado até 31 de dezembro de 2002 e o saldo remanescente liquidado após a conclusão dos trabalhos de auditoria a ser contratada para essa finalidade. Até a data de emissão desse relatório, a Companhia recebeu o montante de R\$ 13.081, correspondente a 22,5% do saldo líquido a receber. De acordo com as regras desse mercado, o saldo a receber da primeira parcela não liquidado no montante de R\$ 15.985 refere-se ao efeito de liminares, depósitos judiciais e faturas a serem negociadas bilateralmente entre empresas do setor.

Os valores da energia no curto prazo podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Em grande parte, essas empresas obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da Aneel, de 16 de maio de 2002, que teve como objetivo o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE, incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve o direito de alocação de parcela de suas energias em submercados sob racionamento durante o período de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os submercados.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

7. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se a parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e parcelamento de prestação de serviços.

	Controladora e Consolidado				
	Saldos	Vencidos		Total	
	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2002	2001
Setor público	60.546	3.984	13.564	78.094	64.295
Setor privado	1.081	166	6.457	7.704	6.491
Total	61.627	4.150	20.021	85.798	70.786
Ativo Circulante				(46.036)	(28.731)
Ativo realizável a longo prazo				39.762	42.055

8. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Gestão da Crise de Energia, divulgou em 18 de maio de 2001 um plano de racionamento de energia elétrica, a partir de 1º de junho de 2001, e determinou através da Resolução 117, de 19 de fevereiro de 2002, o término deste programa em 01 de março de 2002.

Em cumprimento a Resolução ANEEL nº 299 de 27 de julho de 2001, a Companhia vem efetuando os registros contábeis decorrentes deste programa, conforme demonstramos a seguir:

	2002	2001
Bônus do racionamento	22.211	13.415
Fundo de valores do acréscimo à tarifa ANEEL (Sobretaxa)	(20.721)	(5.892)
Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL	1.490	7.523
Gastos incrementais com racionamento a recuperar	5.113	4.045
Efeito líquido do racionamento	6.603	11.568

Em 2002, parte do saldo com gastos incrementais foi reclassificado para o curto-prazo devido a definição da recuperação desses valores através da revisão tarifária de 2003.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (KWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade emergencial, é de R\$ 0,0057 KWh, (Resolução ANEEL nº 351/02) e no período de 06 de maio de 2002 a 27 de junho de 2002 foi de R\$ 0,0049 KWh (Resolução ANEEL nº 249/02).

Nesse sentido, os valores contabilizados e repassados à CBEE, como encargo tarifário tem a seguinte composição:

Encargo de capacidade emergencial	Controladora	
	2002	
	Faturado	Repassado
	13.105	7.418

9. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

A Resolução da Câmara de Gestão da Crise – GCE nº 91, de 21 de dezembro de 2001, e as Resoluções ANEEL nº 31, de 24 de janeiro de 2002 e nº 72, de 07 de fevereiro de 2002, regulamentaram o denominado “Acordo Geral do Setor Elétrico”, estabelecendo que a recomposição tarifária dar-se-á através de incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

A ANEEL homologou, em 29 de agosto de 2002, os respectivos valores da recomposição tarifária através das Resoluções nº 480 (para o período de 01 de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2001) e nº 481 (para o período de 01 de janeiro de 2002 a 28 de fevereiro de 2002). E, através da Resolução nº 484, de 29 de agosto de 2002, fixou o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a Recomposição Tarifária Extraordinária nas tarifas de fornecimento, que é 105 meses, contados a partir de dezembro de 2001. Este prazo é suficiente para a realização destes valores.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

a) - Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do consumo de Energia Elétrica

	2002	2001
Recomposição tarifária do racionamento		
Perda da receita	130.237	115.830
(-) Reversão da recomposição tarifária	(19.335)	
Remuneração financeira da perda da receita	25.730	
(-) Reversão da remuneração da recomposição tarifária	(2.139)	
Total	134.493	115.830
Ativo Circulante	(23.522)	(16.639)
Ativo Realizável a longo prazo	110.971	99.191
Conciliação do resultado		
Perda da receita	25.861	
(-) Reversão da recomposição tarifária	(21.474)	
Efeito no resultado de 2002	(4.387)	

b) – Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

A Resolução ANEEL nº 72, de 07 de fevereiro de 2002, estabeleceu os procedimentos para registro contábil dos efeitos decorrentes da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que concerne a Energia Livre. Os registros contábeis devem ser feitos simultaneamente nos ativos e passivos circulantes e longo prazo, tendo como contrapartida, respectivamente, as contas de Receita de Fornecimento e Despesa de Energia Comprada.

Como o Acordo do Setor Elétrico não prevê qualquer custo adicional para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, advindo do reconhecimento contábil da energia livre, a COSERN registrou, no ativo realizável à longo prazo, o montante do PIS/COFINS reconhecido, na expectativa da sua recuperação via tarifa de energia elétrica.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Nesse sentido, os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2002 e 2001 como energia livre, homologados pela ANEEL através da Resolução nº 483, têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo		Resultado	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo	Receita	Despesa
Energia Livre		33.915		33.915	4.237	(4.237)
PIS/COFINS		1.238			156	
Total em 31 de dezembro de 2002		35.153		33.915	4.393	(4.237)
Total em 31 de dezembro de 2001	4.740	26.020	4.573	25.104		

Em 2002, o saldo de energia livre foi reclassificado para o longo prazo, atendendo a prioridade de recuperação, conforme Ofício Circular nº 155/2003 – SFF/ANEEL de 24 de janeiro de 2003.

c) - Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	Controladora e Consolidado					
	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo Prazo	Total	Circulante	Longo Prazo	Total
Subvenção para conta de consumo de combustível - CCC	1.175	905	2.080	6.565		6.565
Reserva global de reversão – RGR	75		75		500	500
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE		71	71	64		64
Encargos de conexão no sistema de transmissão	93		93		941	941
Transporte de energia elétrica	5.765	2.646	8.411			
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST						
Energia comprada para revenda		5.861	5.861			
Total em 31 de dezembro de 2002	7.108	9.483	16.591	6.629	1.441	8.070
Total em 31 de dezembro de 2001	3.614	6.744	10.358			

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da “Parcela A”, referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

O valor correspondente ao período de 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002 já está sendo recuperado através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2002, e ao período de 23 de março de 2002 a 23 de março de 2003 será recuperado no próximo reajuste tarifário.

d) - Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu inicialmente, financiamento no valor de R\$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incide encargos à taxa SELIC + 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

10. TRIBUTOS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia procede as retenções e/ou antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	Controladora			
	2002		2001	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
IR sobre aplicação financeira	98		353	
IR antecipado e a compensar	20.176		6.222	
IR swap	11.664			
CSLL antecipada	6.657		2.261	
ICMS a recuperar	4.194	7.864	340	5.947
PIS e COFINS a compensar	8.190		127	
Outros	17		31	
Total	50.996	7.864	9.334	5.947

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado			
	2002		2001	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
IR sobre aplicação financeira	98		354	
IR antecipado e a compensar	20.221		6.222	
IR swap	11.664			
CSLL antecipada e compensar	6.657		2.261	
ICMS a recuperar	4.194	7.864	340	5.947
PIS e COFINS a compensar	8.197		133	
Outros	17		31	
Total	51.048	7.864	9.341	5.947

O imposto de renda (IR) e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

Em 31 de dezembro de 2001, por conta do Acordo Geral do Setor Elétrico, a COSERN reconheceu em seus ativos os montantes de receitas a recuperar visando restabelecer o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão de energia elétrica, mediante Recomposição Tarifaria Extraordinária – RTE, em consequência da redução da demanda e pela intervenção do Governo Federal cujos valores estão detalhados à nota explicativa nº 9. Concomitantemente estas receitas foram oferecidas à tributação para IRPJ, CSLL, PIS e COFINS pelo regime de competência de acordo com a legislação fiscal. Em 2002 a Receita Federal através do Parecer COSIT nº 26, de setembro de 2002, reconheceu que a receita gerada pela aplicação da sobretarifa de que trata o Parágrafo primeiro do artigo 4º da então Medida Provisória nº 14, de 2001, convertida na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, deverá compor a apuração das bases de cálculos dos tributos federais mencionados acima, quando ocorrer o efetivo consumo de energia sobre o qual incidiu a respectiva cobrança da sobretarifa, à medida e na proporção de sua efetivação, sendo os tributos apurados de acordo com a Lei vigente em cada um desses períodos.

Desta forma, os valores de tributos devidos em 2001 e 2002, recolhidos em 2002 por conta da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE pela Companhia tornaram-se indevidos e foram reconhecidos no ativo da empresa como tributos e contribuições a recuperar pela seguinte espécie e valores:

IRPJ e CSLL	18.685
PIS e COFINS	7.750
Total	26.435

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém Imposto de Renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	Controladora e Consolidado			
	2002		2001	
	Base de Cálculo	Tributo Diferido Ativo	Base de Cálculo	Tributo Diferido Ativo
Imposto de Renda	212.613	53.153	131.639	32.909
Prejuízos Fiscais	104.677	26.169	53.851	13.463
Diferenças Temporárias	107.936	26.984	77.788	19.446
Contribuição Social	146.811	13.213	67.664	6.090
Base Negativa	66.267	5.964	17.279	1.555
Diferenças Temporárias	80.544	7.249	50.385	4.535
Total		66.366		38.999
Ativo Circulante		(7.377)		(8.603)
Ativo Realizável a Longo Prazo		58.989		30.396

Em cumprimento a Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a expectativa de realização dos créditos fiscais, com base em estudos submetidos à apreciação dos órgãos da administração, está apresentada abaixo:

	2003	2004	2005	2006	Total
Imposto de Renda	5.424	13.065	14.330	20.333	53.152
Contribuição Social	1.953	4.704	6.557		13.214
					66.366

Nos últimos dois anos e no exercício atual, a Companhia apresentou lucro tributável.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais combinadas a uma taxa de 34 % em 2002 e 2001.

	Controladora	
	2002	2001
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	48.209	97.288
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição social	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	16.391	33.077
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado do período:		
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social	(5.935)	(14.846)
Outros	7.048	14.653
Imposto de renda e contribuição social no resultado	17.504	32.884

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

12. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349/01.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247/96, as controladas mantêm o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Sociedade apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2002 e 2001 são como segue:

<u>Balanco</u>	<u>Controladora e Consolidado</u>	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	(448.466)	(439.042)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	189.552	198.976
Ativo Circulante	(10.124)	(9.423)
Ativo Realizável a Longo Prazo	<u>179.428</u>	<u>189.553</u>
<u>Resultado</u>		
Amortização do ágio	27.715	29.694
Reversão da provisão	(18.292)	(19.598)
Crédito fiscal	(9.423)	(10.096)
Efeito líquido no resultado	<u> </u>	<u> </u>

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, consequentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão e estão sendo amortizados pelos períodos remanescentes da concessão. Na COSERN, desde dezembro de 2000, em 325 parcelas mensais e segundo a projeção anual de rentabilidade futura, como determina a Resolução ANEEL nº 474, de 30 de novembro de 2000, conforme demonstrado na tabela a seguir.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Curva de Amortização de Ágio

Ano	Fatores	Ano	Fatores	Ano	Fatores
2001	0,04654	2011	0,03983	2021	0,02784
2002	0,04344	2012	0,03842	2022	0,02666
2003	0,04667	2013	0,03705	2023	0,02551
2004	0,04707	2014	0,03741	2024	0,02442
2005	0,04656	2015	0,03575	2025	0,02336
2006	0,04547	2016	0,03430	2026	0,02235
2007	0,04455	2017	0,03289	2027	0,02138
2008	0,04297	2018	0,03153		
2009	0,04118	2019	0,03022		
2010	0,04133	2020	0,02907		

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R\$ 189.552 (2001, R\$ 198.976), que em essência, representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

13. OUTROS CRÉDITOS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Devedores diversos	1.616	849	1.660	941
Despesas antecipadas		24	12.044	24
Participação financeira do consumidor	1.631	2.230	1.631	2.230
Subvenção - consumidores - baixa renda (vide nota explicativa nº 28)	14.057		14.057	
Serviços prestados a terceiros	622	444	622	444
Outros créditos	2.053	1.425	2.031	1.231
Total	19.979	4.972	32.045	4.870
Ativo Circulante	(18.348)	(2.742)	(24.396)	(2.640)
Ativo Realizável a Longo prazo	1.631	2.230	7.649	2.230

14. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Termoaçu S.A.	150.640	52.596		
Outros investimentos	10	149	10	149
Total	150.650	52.745	10	149

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Informações sobre a controlada:

Data-base		TERMOAÇU	
		31/12/2002	31/12/2001
Ações (em milhares):			
Ordinárias		150.640	68.640
Participação no capital integralizado	%	57,94	68,69
Capital realizado	R\$	260.000	76.566
Patrimônio Líquido	R\$	260.000	76.566
Participação no Investimento	R\$	150.640	52.596

Movimentação dos investimentos:

	Controladora		
	Termoaçu	Outros	Total
Saldos em 1º de janeiro de 2001		149	149
Integralizações	52.596		52.596
Saldos em 31 de dezembro de 2001	52.596	149	52.745
Integralizações	98.044		98.044
Baixas		(139)	(139)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	150.640	10	150.650

15. IMOBILIZADO

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Em serviço	341.097	326.744	341.311	326.869
Em curso	31.535	29.227	403.365	88.821
Subtotal	372.632	355.971	744.676	415.690
Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	(61.128)	(49.317)	(61.128)	(49.317)
Total	311.504	306.654	683.548	366.373

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte formação:

		Controladora					
		2002					2001
	Taxas anuais médias de depreciação (%)		Depreciação e amortização acumulada		(-) Obrigações Vinculadas a Concessão	Valor Líquido	Valor Líquido
		Custo		Subtotal			
Em serviço							
Distribuição	5,38%	518.022	(190.683)	327.339	(46.420)	280.919	246.566
Comercialização	18,25%	10.760	(4.611)	6.149		6.149	30.512
Administração	12,06%	14.094	(6.485)	7.609		7.609	9.043
Subtotal		542.876	(201.779)	341.097	(46.420)	294.677	286.121
Em curso							
Distribuição		28.698		28.698	(14.708)	13.990	20.176
Comercialização		1.513		1.513		1.513	223
Administração		1.324		1.324		1.324	134
Subtotal		31.535		31.535	(14.708)	16.827	20.533
Total		574.411	(201.779)	372.632	(61.128)	311.504	306.654

		Consolidado					
		2002					2001
	Taxas anuais médias de depreciação (%)		Depreciação e amortização acumulada		(-) Obrigações Vinculadas a Concessão	Valor Líquido	Valor Líquido
		Custo		Subtotal			
Em serviço							
Geração							125
Distribuição	5,38%	518.022	(190.683)	327.339	(46.420)	280.919	246.566
Comercialização	18,25%	10.760	(4.611)	6.149		6.149	30.512
Administração	12,06%	14.344	(6.521)	7.823		7.823	9.043
Subtotal		543.126	(201.815)	341.311	(46.420)	294.891	286.246
Em curso							
Geração		349.951		349.951		349.951	59.594
Distribuição		28.698		28.698	(14.708)	13.990	20.176
Comercialização		1.513		1.513		1.513	223
Administração		23.203		23.203		23.203	134
Subtotal		403.365		403.365	(14.708)	388.657	80.127
Total		946.491	(201.815)	744.676	(61.128)	683.548	366.373

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 044/99 de 17 de março de 1999, são as seguintes:

Taxas Anuais de Depreciação por Macroatividade/Equipamentos Principais			
Distribuição	(%)	Comercialização	(%)
Barra de capacitores	6,7	Equipamento geral	10,0
Chave de distribuição	6,7	Edificação	4,0
Condutor do sistema	5,0	Administração	
Estrutura do sistema	5,0	Edificação	4,0
Regulador de tensão	4,8	Veículos	20,0
Medidor	4,0	Intangível	20,0
Transformador	5,0	Equipamento geral	10,0

O Imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução nº 259 de 03 de julho de 2001, aprovou o modelo de reestruturação societária apresentado pela Companhia, em cumprimento a cláusula 12ª do contrato de concessão nº 010/97, firmado em 08 de agosto de 1997, referente a criação de duas novas empresas uma de Geração e outra de Transmissão, mediante alienação dos bens à valores contábeis, para fins de desverticalização de suas atividades.

Em atendimento as disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade 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:

	Consolidado	
	Distribuição	
	2002	2001
Juros contabilizados	50.233	33.553
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(68)	(3)
Efeito líquido no resultado	50.165	33.350

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

A composição dessas é a seguinte:

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
Participação da União	1.479	1.479
Participação dos Estados	2.298	
Participação dos Municípios	1.223	
Participação do consumidor	55.093	46.584
Outros	1.035	1.254
Total	61.128	49.317

16. DIFERIDO

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Despesas diferidas	1.502	1.502	12.206	14.321
Encargos financeiros	21.820			
Amortização acumulada	(1.460)	(1.147)	(1.460)	(1.147)
Total	21.862	355	10.746	13.174

Os gastos pré-operacionais referem-se basicamente aos gastos com consultoria financeira e ambiental, assessorias diversas e gastos administrativos relacionados ao projeto da Termoacú.

Em 31 de dezembro de 2002, a controladora registrou no ativo diferido os encargos financeiros relacionados com os recursos repassados ou aportados na controlada Termoacú com o propósito da construção da Usina Termoelétrica. O montante de R\$ 21.820 capitalizado foi incorporado ao ativo imobilizado quando da consolidação das demonstrações contábeis.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

17. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Fornecedores de energia elétrica	39.222	36.190	39.222	36.190
Fornecedores de energia elétrica – MAE	6.840	6.840	6.840	6.840
Materiais e serviços	7.245	9.123	109.729	20.244
Total	<u>53.307</u>	<u>52.153</u>	<u>155.791</u>	<u>63.274</u>

18. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

	Encargos da dívida	Controladora e Consolidado			
		Principal		Total	
		Circulante	Longo Prazo	2002	2001
Moeda estrangeira					
Banco do Brasil	4	13.263		13.263	25.769
Bankboston					21.719
Citibank					11.322
Westlb	2.381		77.733	77.733	41.534
Itaú	430		70.666	70.666	50.229
BBV	959	15.844		15.844	9.131
Bradesco	436	9.122		9.122	
Lloyds	654	15.206		15.206	
Santander	2.242	23.813		23.813	
Total moeda estrangeira	<u>7.106</u>	<u>77.248</u>	<u>148.399</u>	<u>225.647</u>	<u>159.704</u>
Moeda nacional					
Banco do Brasil	310	3.189	31.886	35.075	31.018
Eletrobrás	6	16.575	10.383	26.958	32.128
Bandern					9.854
BNDES FINEM	86	7.866	54.655	62.521	60.291
BNDES Emergencial	1.190	22.009	87.902	109.911	
Itaú		24.937		24.937	
Alfa	114	20.000		20.000	
Bankboston		31.849		31.849	
Total moeda nacional	<u>1.706</u>	<u>126.425</u>	<u>184.826</u>	<u>311.251</u>	<u>133.291</u>
Total	<u>8.812</u>	<u>203.673</u>	<u>333.225</u>	<u>536.898</u>	<u>292.995</u>
Ajuste Swap		(31.211)		(31.211)	25.339
Total	<u>8.812</u>	<u>172.462</u>	<u>333.225</u>	<u>505.687</u>	<u>318.334</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Condições contratuais dos empréstimos da controladora e consolidado em 31 de dezembro de 2002:

Fonte	Moeda	Data de Assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
Banco do Brasil	R\$	30/03/1994	Parcelamento de débito referente a empréstimo BNDES	IGPM + 10,136% a.a.	2014
Banco do Brasil	U\$	20/12/2002	Capital de Giro	1,05% a.a.	2003
ELETRONBRÁS	R\$	DIVERSAS	Expansão de linhas e redes de distribuição, linhas de transmissão e aquisição de medidores	6 a 12 % a.a.	2013
BNDES/FINEM	R\$	01/06/2000	Investimento sistema transmissão/Distribuição	TJLP + 4,5% a.a.	2008
ITAÚ	U\$	28/11/2001	Capital de Giro	7,31% a.a.	2004
		20/09/2002	Capital de Giro	110% CDI	2003
WESTLB	U\$	29/08/2002	Capital de Giro	7,66% a.a.	2004
LLOYDS	U\$	01/04/2002	Salda dívidas com debêntures	5,65% a.a.	2003
SANTANDER	U\$	09/09/2002	Capital de Giro	30% a.a.	2003
BBV	U\$	18/11/2002	Capital de Giro	50,7% a.a.	2003
BRABESCO	U\$	18/11/2002	Capital de Giro	40% a.a.	2003
BANKBOSTON	R\$	27/12/2002	Capital de Giro	113% CDI	2003
ALFA	R\$	20/12/2002	Capital de Giro	CDI+0,14% a.m.	2003
BNDES	R\$	14/02/2002	Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica	SELIC + 1%	2007

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da controladora.

O total devido em moeda estrangeira e nacional da controladora e consolidado desdobra-se da seguinte forma:

	Controladora e Consolidado					
	2002			2001		
	Em moeda de origem (mil)	Em Milhares de reais	%	Em moeda de origem (mil)	Em Milhares de reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar norte-americano	62.119	219.486	94	55.710	129.270	80
Iene	445.515	13.267	6	1.842.153	32.619	20
Total		232.753	100		161.889	100
Principal		225.647			159.704	
Encargos		7.106			2.185	

	Controladora e Consolidado			
	2002		2001	
	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
Moeda nacional				
UFIR	7.060	2	4.902	4
FINEL	2.866	1	4.560	3
TR			9.854	7
IGP-M	47.616	15	49.107	37
TJLP	67.415	21	65.167	49
CDI	76.898	25		
SELIC	111.102	36		
Total	312.957	100	133.590	100
Principal	311.251		133.291	
Encargos	1.706		299	

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001:

Moeda/Indexador	Variação %	
	2002	2001
Iene	68,18	3,66
Dólar norte-americano	52,27	18,66
Índice Geral de Preços Mercado – IGP – M	25,31	10,37
FINEL	4,68	2,00
TJLP	9,87	9,50
CDI	19,11	17,29
Taxa de Referência – TR	2,80	2,29
SELIC	21,39	19,38

A distribuição por ano de vencimento das dívidas de longo prazo é a seguinte:

	Controladora e Consolidado	
	Total	
	2002	2001
2003		69.560
2004	196.646	66.135
2005	42.508	16.002
2006	41.646	15.891
Após 2006	52.425	27.045
Total	333.225	194.633

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Controladora e Consolidado			
	Moeda nacional		Moeda estrangeira	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Saldos em 1º de janeiro de 2001	23.075	103.476		
Ingressos		13.757	80.737	98.578
Encargos	472	1.825		
Variação monetária e cambial	1.168	3.945	(8.975)	(10.637)
Transferências	16.311	(16.311)		
Amortizações	(14.426)			
Saldos em 31 de dezembro de 2001	26.600	106.692	71.762	87.941
Ingressos	108.232	110.133	133.454	68.462
Encargos	3.178	2.383	1.126	
Variação monetária e cambial	2.980	6.279	79.307	48.820
Transferências	38.085	(38.085)		
Amortizações	(52.650)	(2.576)	(208.401)	(56.824)
Saldos em 31 de dezembro de 2002	126.425	184.826	77.248	148.399

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

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

19. DEBÊNTURES

Controladora e Consolidado							
2002	Principal 2002			2001	Principal 2001		
Encargos	Longo			Encargos	Longo		
da dívida	Circulante	Prazo	Total	da dívida	Circulante	Prazo	Total
961	18.750		18.750	2.531	37.500	18.750	56.250

Características	Controlada
Forma e Espécie:	Nominativas simples
Quantidade de títulos:	7.500 debêntures simples
Valor nominal:	R\$ 10.000,00
Data da emissão:	01 de abril de 2000
Vencimento final:	01 de abril de 2003
Remuneração:	104,5 % da variação da taxa média do CDI
Periodicidade	Semestral, a partir de outubro de 2001
Amortização	Em 4 parcelas semestrais e consecutivas de R\$ 2.500,00 a partir de outubro/2001

20. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- Considerações gerais

A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

A administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

- Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparado com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As contas a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$ 142.873 (2001, R\$ 137.952). Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilita a previsão dos prazos de recebimento.

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados aos projetos específicos de infra-estrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.

O contrato de mútuo obtido junto FASERN pela COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação.

- Fatores de risco

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 consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

Moeda estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2002, operações de “swap” cambial no valor nominal total contratado de R\$ 189.324 (2001, R\$ 179.315), representando aproximadamente 100% do endividamento em moeda estrangeira.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

No exercício findo em 31 de dezembro de 2002 a Companhia apurou um resultado positivo nas operações de “hedge” cambial no montante de R\$ 108.668, (2001, resultado negativo de R\$ 25.339).

Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

21. TAXAS REGULAMENTARES

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
Quota de Reserva Global de Reversão – RGR	1.088	576
Quota de Consumo de Combustível – CCC	1.423	1.141
Encargo de Capacidade Emergencial - ECE	2.902	
Taxa de Fiscalização – ANEEL	57	77
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico FNDCT	907	744
Total	6.377	2.538

22. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN - FASERN pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (das patrocinadoras e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 10,45% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% corresponde a contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes e 5,68% a contribuições normal e de risco e 1,87 % a cobertura das despesas administrativas da FASERN.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A partir de março de 1999, a FASERN, passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de contribuição definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,39% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano, (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% corresponde a contribuição suplementar relativo a tempo passado dos participantes, 3,63% a contribuição normal (igual a dos participantes), 1,05% a contribuição dos benefícios de risco e 1,81 % a cobertura das despesas administrativas FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	FASERN	
	2002	2001
Custo do imobilizado em curso	352	120
Despesas operacionais	956	1.057
Total	1.308	1.177

Operações com as Fundações

A Companhia mantém contrato de mútuo com a Fundação, para controle das dívidas, dentro dos limites estabelecidos pela legislação vigente à época, e estabelecimento das condições para remuneração e amortização da dívida, compatíveis com as práticas de mercado.

	FASERN	
	2002	2001
Crédito de curto prazo	1.864	3.121
Crédito de longo prazo	1.460	3.218
Total	3.324	6.339

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método do crédito unitário projetado, estando os ativos dos planos posicionados em 31 de dezembro de 2001, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O parecer atuarial da FASERN, emitido por atuário independente, considerando as situações econômico-financeiras das fundações, em 31 de dezembro de 2002 e 2001 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

	FASERN	
	2002	2001
<u>Planos de Benefícios Definido</u>		
Valor justo dos ativos do Plano	44.713	36.181
Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	(37.422)	(34.153)
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer	(38)	(78)
Ativo Líquido (Status de cobertura do plano)	7.253	1.950
Ganho atuarial não reconhecido	(4.692)	
Ativo Líquido para a Empresa	2.561	1.950

	FASERN	
	2003	2002
<u>Custo esperado do Plano Previdenciário de Benefício Definido</u>		
Custo do serviço corrente		
Custo dos juros	3.660	(3.340)
Retorno dos investimentos	(4.424)	3.558
Ativo Líquido	(764)	218

Conservadoramente, a Administração da Companhia decidiu pelo não reconhecimento destes ativos nas demonstrações contábeis findas em 31 de dezembro de 2002 e 2001.

	FASERN	
	2002	2001
<u>Principais premissas atuariais</u>		
Taxa de desconto	10,24	10,24
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do Plano	10,24	10,24
Taxa de crescimento salarial	6,08	6,08
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,00	4,00
Fator de capacidade do benefício/salário	100,00	100,00

23. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
ICMS	7.557	8.822	7.557	8.822
IR de distribuição de lucros		5.775		5.775
Imposto de renda – Pessoas físicas e jurídica	73	600	90	665
IPTU	1.978	476	1.978	476
ISS	140	166	351	166
INSS	486	223	486	227
FGTS	129		129	
COFINS	2.102	5.205	2.102	5.205
PIS	1.077	1.128	1.077	1.128
CID – assistência técnica		363		363
Outros	77	135	91	135
Total	13.619	22.893	13.861	22.962

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

24. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES DIFERIDOS

A COSERN registrou os tributos e contribuições sociais a recolher calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária bem como o valor da contribuição social sobre o lucro calculado sobre o saldo da correção monetária complementar. Lei nº 8.200/91, a ser depreciado. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições, serão verificados no momento da realização da RTE (Receita Tarifária Extraordinária) e pela depreciação ou baixa do saldo da CMC (Correção Monetária Complementar).

Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos.

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
Imposto de Renda	33.623	
Contribuição Social s/RTE	12.105	
Contribuição Social s/CMC	1.773	1.949
PIS	3.259	
COFINS	6.049	
Total	56.809	1.949
Passivo Circulante	(7.944)	
Passivo Exigível a Longo Prazo	48.865	1.949

25. PARCELAMENTO - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora e Consolidado	
	2002	2001
REFIS		
Circulante	2.054	1.861
Longo prazo	2.331	3.939
	4.385	5.800

Em 28 de novembro de 2000, a Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

O débito consolidado será pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em novembro de 2000, atualizadas pela variação da TJLP. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A distribuição anual da amortização dos parcelamentos a longo prazo é a seguinte:

	Controladora	
	2002	2001
2003		1.751
2004	1.865	1.751
2005	466	437
Total	2.331	3.939

26. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	Controladora	
	2002	2001
<u>Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado:</u>		
Ações ordinárias	5.504	
Ações preferenciais classes “A”	961	
Ações preferenciais classes “B”	827	
Total	7.292	
<u>Dividendos mínimos – sobre o lucro líquido ajustado</u>		
Lucro líquido do exercício	30.705	102.932
Constituição da reserva legal	(1.535)	(5.147)
Amortização do ágio incorporado	27.715	29.694
Reversão da provisão para manutenção do patrimônio líquido	(18.292)	(19.598)
Benefício fiscal da amortização do ágio incorporado	(9.423)	(10.096)
Base de cálculo do dividendo	29.170	97.785
<u>Dividendos mínimos obrigatórios</u>	7.292	24.447
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos e propostos:		
Dividendos – R\$ 0,0424201 por ação ON e R\$ 0,0466621 por ação PN	7.292	
Juros sobre capital próprio		38.528
Total bruto	7.292	38.528
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio - 15%.		
Na parcela de acionistas imunes não ocorre a incidência de imposto de renda.		5.775

A formação dos saldos em 31 de dezembro é como segue:

	Controladora
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio:	
Declarados	70.331
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF	(5.775)
Pagos	(64.351)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	32.754
Em 31 de dezembro de 2001	32.959
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio:	
Pagos	(1.975)
Proposta de dividendos à Assembléia Geral Ordinária	7.292
Em 31 de dezembro de 2002	38.276

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

27. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

	Controladora e Consolidado					
	2002			2001		
	Valor da Provisão		Depósitos	Valor da Provisão		Depósitos
Contingências	No exercício	Acumulada	Judiciais	No exercício	Acumulada	Judiciais
Trabalhistas	3.193	12.924	6.998	207	9.730	7.081
Cíveis	(323)	16.960	524	10.989	17.285	614
Clientes – Plano Cruzado	(6)	3.706		1.661	3.712	
Outros	(317)	13.254	524	9.328	13.573	
Fiscais	895	4.734	1.890	(8.820)	5.767	
PIS				(2.376)	313	
COFINS				(6.470)	1.665	
INSS		836		71	758	
IR		1.668		(136)	1.668	
CSLL		1.334		91	1.050	
Outros	895	896			313	
Total	3.765	34.618	9.412	2.376	32.782	7.695
Circulante		(15.936)				
Exigível a Longo Prazo		18.682				

Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas movidas contra a empresa envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras.

Clientes

Tarifas Plano Cruzado

A Companhia é ré em demandas judiciais nas quais alguns consumidores industriais questionam a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteiam a restituição de valores envolvidos. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras companhias obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face a eventuais contingências advindas desses pleitos, a Companhia possui provisões constituídas no montante R\$ 3.706 (2001, R\$ 3.712) relacionado com o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986 dos consumidores industriais, acrescido dos encargos moratórios, cujos montantes são considerados suficientes.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Outras cíveis

Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais, de pessoas físicas e jurídicas, nas quais a COSERN é ré, envolvendo danos morais e materiais.

Outros Fiscais

Referem-se a autuações de IPTU contestadas pela Companhia.

INSS

Referem-se a autuações da Companhia na condição de contribuinte solidário na contratação de serviços de empreiteira. A Companhia vem acionando as empreiteiras para comprovação do recolhimento e consequente baixar os autos. Não existem riscos à integridade do REFIS.

A administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir possíveis perdas com tais causas.

28. TARIFA SOCIAL BAIXA RENDA

O Governo Federal, através da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional da Companhia.

O Decreto Presidencial nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, autorizou a ELETROBRÁS a utilizar recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, para financiamento às concessionárias da perda de receita com aplicação da tarifa social aos consumidores de baixa renda, decorrentes dos novos critérios estabelecidos na Lei nº 10.438/02, atualizada pela Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, até a definição das fontes definitivas para custeio do subsídio.

A ANEEL divulgou através da Resolução nº 491, de 30 de agosto de 2002, os procedimentos, condições e prazos para a homologação dos valores que serviram de base à contratação dos financiamentos junto à ELETROBRÁS.

A Companhia iniciou, a partir de setembro, o faturamento do fornecimento de energia elétrica aplicando a tarifa social com base nos novos critérios de enquadramento das unidades consumidoras de baixa renda.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Conforme a Resolução nº 491, os valores faturados em desacordo com a tarifa social, no período de maio a agosto de 2002, registrado no passivo circulante R\$ 8.488, estão sendo devolvidos aos consumidores em conta de energia.

A ANEEL, através do Ofício Circular nº 155/2003 – SFF/ANEEL de 24 de janeiro de 2003, divulgou os procedimentos contábeis para registro do ativo, R\$ 14.057, decorrente do reconhecimento da receita no que diz respeito à redução dos valores faturados em relação a aplicação dos critérios de classificação de unidades consumidoras na subclasse residencial Baixa Renda.

29. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	2002	2001	2002	2001
Empréstimo compulsório	764	965	764	965
Taxa de iluminação pública	51	1.325	51	1.325
Depósito judicial Guaraniana	1.459		1.459	
Obrigações estimadas	9.352	18.668	9.361	18.668
Outros	710	(204)	710	(204)
Total	12.336	20.754	12.345	20.754
Circulante	(10.659)	(20.754)	(10.668)	(20.754)
Exigível a Longo Prazo	1.677		1.677	

30. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O Capital social totalmente subscrito em 31 de dezembro de 2002 e 2001, é de R\$ 140.413.

A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas em 31 de dezembro de 2001 é a seguinte:

Acionistas	Em milhares de ações									
	Ordinárias		Preferenciais						Total	
	Única	%	A	%	B	%	C	%		
COELBA	80.946	62,4	13.480	78,7	2.185	63,7	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	1.656	9,7	1.093	31,4			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	951	5,5	206	5,9	1.047	5,9	9.781	5,8
Iberdrola Energia do Brasil Ltda	1.269	1,0	886	5,2					2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,9					426	0,3
Total	129.746	100,0	17.123	100,0	3.484	100	17.721	100,0	168.074	100,0

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Assembléia Geral Extraordinária realizada em 30 de dezembro de 2002, deliberou a alteração do Estatuto Social da Companhia a fim de adequá-lo as modificações introduzidas pela Lei nº 10.303 de 31 de outubro de 2001. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas em 31 de dezembro de 2002 é a seguinte:

Acionistas	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais					
	Única	%	A	%	B	%	Total	%
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	2.748	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.606	100	17.721	100,0	168.074	100,0

As ações ordinárias dão direito a voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada ainda, às ações preferenciais “Classe A”, prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe “A” e “B” terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício pela legislação societária, limitada a 20% do capital social.

A Companhia decidiu em Assembléia Geral Ordinária, a retenção de parcela do lucro líquido do exercício de 2001, no montante de R\$ 59.257, prevista em orçamento de capital para o período 2002/2004, conforme estabelece a Lei nº 6.404/76.

31. INCENTIVO FISCAL IMPOSTO DE RENDA - ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto 3.000/99.

Por conta disso, a COSERN formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais através do Laudo Constitutivo nº 0038/2002 – ADENE, emitido em 03 de julho de 2002. Em 15 de agosto de 2002, protocolou junto a Delegacia da Receita Federal/RN, o Termo de Opção para formalizar o aproveitamento do crédito retroativo a 06 de dezembro de 2001. Conforme disposto no artigo 2º, da Instrução Normativa nº 217/2002, a Receita Federal deverá pronunciar-se sobre o pleito formalizado, em até 120 dias, da data de protocolo do referido “Termo”.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Dessa forma, a COSERN apurou em 2002 o valor de R\$ 2.547 de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 37,50% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

32. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora					
	Nº de consumidores					
	(1)		MWh (1)		R\$	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001
Consumidores:						
Residencial	675.488	656.082	757.349	768.097	145.289	146.529
Industrial	4.414	4.544	882.197	811.692	126.863	94.767
Comercial	55.193	53.166	425.740	394.325	98.302	73.734
Rural	25.434	19.575	214.173	202.316	25.081	15.178
Poder Público	9.168	8.945	127.187	126.941	31.503	23.512
Iluminação Pública	1.597	1.255	102.991	110.931	15.897	12.539
Serviço Público	1.277	1.271	186.743	179.289	31.430	22.306
Suprimento					221	
Fornecimento não faturado					6.557	(1.589)
Subtotal	772.571	744.838	2.696.380	2.593.591	481.143	386.976
Recomposição tarifária					4.387	115.830
Energia livre					4.237	29.677
Subvenção à baixa renda (tarifa social)					14.057	
MAE - Mercado Atacadista de Energia		1	663.911	162.992	44.749	28.300
Outras receitas					5.672	3.307
Total	772.571	744.839	3.360.291	2.756.583	554.245	564.090

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

I - Revendedores

Nos exercícios de 2002 e 2001 a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito do Mercado Atacadista de Energia elétrica – MAE, conforme a seguir demonstrado:

	Controladora			
	2002		2001	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
Vendas no MAE	677.800	49.548	130.649	19.814
Curto prazo			10.565	6.840
Ajustes na receita	(13.889)	(4.799)	21.778	1.646
Subtotal	663.911	44.749	162.992	28.300
Total suprimento	663.911	44.749	162.992	28.300

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, foram informados pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica e referendados pela Companhia.

33. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	Controladora	
	2002	2001
Transporte de energia	305	
Aluguel	1.442	1.236
Renda da prestação de serviços	1.038	544
Serviço taxado	1.053	716
Obra terceiros	1.659	401
Outras receitas	175	410
Total	<u>5.672</u>	<u>3.307</u>

34. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora	
	2002	2001
Receita Operacional Líquida	<u>439.538</u>	<u>475.270</u>
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	28.577	23.914
Administradores	2.160	2.022
Entidade de previdência privada	956	1.057
Energia elétrica comprada para revenda	159.953	148.319
Encargo de uso do sistema de transmissão	29.928	26.113
Energia livre – repasse a geradora	4.237	29.677
Material	4.754	3.343
Serviço de terceiros	28.909	26.485
Depreciação e amortização	29.842	27.205
Provisão para contingências (líquida de reversões)	3.765	11.196
Provisão para FNDCT - Lei 9991/00	1.210	1.705
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	37.975	15.887
Quota para conta consumo combustível - CCC	21.264	8.813
Taxa de fiscalização da ANEEL	759	876
Tributos	4.128	2.252
Custo do serviço prestado a terceiros	630	165
Outras	12.120	2.957
	<u>371.167</u>	<u>331.986</u>
Resultado do Serviço	<u>68.371</u>	<u>143.284</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Despesa com Pessoal

	Controladora	
	2002	2001
Remunerações	10.907	12.384
Encargos sociais	5.182	5.365
Auxílio alimentação	952	925
Convênio assistencial e outros benefícios	4.757	1.173
Incentivo à aposentadoria e PDV	436	632
Contencioso Trabalhista	3.828	4.412
Participação nos resultados	3.121	
(-) Transferências para imobilização em curso	(606)	(977)
Total	<u>28.577</u>	<u>23.914</u>

Energia Elétrica Comprada

	Controladora			
	2002		2001	
	R\$	MWh (1)	R\$	MWh (1)
Energia comprada	164.087	4.095.740	148.319	4.042.052
Ajustes energia comprada	(4.134)	(110.411)		
Total	<u>159.953</u>	<u>3.985.329</u>	<u>148.319</u>	<u>4.042.052</u>

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes

Encargos do uso do sistema de transmissão

	Controladora	
	2002	2001
CHESF	6.677	6.469
Outros	23.251	19.644
Total	<u>29.928</u>	<u>26.113</u>

Depreciação e Amortização

	Controladora	
	2002	2001
Depreciação		
Quota de depreciação no exercício	29.958	27.314
(-) Depreciação transferida para ordens em curso	(116)	(109)
Total	<u>29.842</u>	<u>27.205</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Outras Despesas Operacionais

	Controladora	
	2002	2001
Arrendamentos e aluguéis	284	310
Seguros	137	77
Doações e contribuições	233	2
Recuperação de despesa	(58)	(1.217)
Publicações e avisos de desligamentos	434	1.022
Organismo representativo	453	691
Despesas de viagem	507	514
Consumo próprio de energia elétrica	(336)	(10)
Encerramento de ordem em curso	126	16
Legais e judiciais	908	163
Perdas operacionais	7.417	
Eventos	238	150
Indenização de danos elétricos	350	628
Outros	1.427	611
Total	12.120	2.957

35. SEGUROS

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os corretores de seguros contratados pela Companhia está demonstrados a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância	Prêmio
		Segurada	
Riscos nomeados – Subestações e Usinas	31/12/2002	31.183	38
Riscos nomeados – Imóveis próprios e locados	31/12/2002	11.610	14
Responsabilidade Civil Geral – RC Operações	31/12/2002	1.800	68

Os seguros da empresa são contratados conforme a respectiva Política de Gerenciamento de Riscos e Seguros vigente.

Riscos nomeados – subestações e usinas - pela apólice contratada estão cobertas os principais equipamentos das subestações e usinas, com seus respectivos valores segurados e limites máximos de indenização. Têm cobertura securitária básica contra incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra danos elétricos.

Riscos nomeados – imóveis próprios, locados (de/ou para terceiros) e almoxarifados - com respectivos conteúdos, cobertura securitária básica de incêndio, queda de raio e explosão de qualquer natureza.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Responsabilidade civil geral – cobertura às reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros, em consequência das operações comerciais e/ou industriais da empresa. O Limite Máximo a Indenizar por evento é de R\$ 1.200, o limite agregado é de R\$ 1.800.

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com os sinistros de seguros contratados pela sua controlada Termoacu está demonstrados a seguir:

Riscos	Data da Vigência	Importância Segurada	
		US\$ mil	R\$ mil
Obras civis, instalação e montagem	31/12/04	179.782	635.224
Responsabilidade civil geral e cruzada (incluindo Danos Morais e Poluição Súbita e Acidental)	31/12/04	6.000	21.200
Perda de Lucro Esperado	31/12/04	90.050	318.174
Transporte	31/12/04	122.302	432.130
DSU (Delay Start-up)	31/12/04	90.050	318.174

O prêmio líquido total é US\$ 3.578, o equivalente a R\$ 12.642 em 31 de dezembro de 2002.

36. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	Controladora	
	2002	2001
Ganho na desativação/alienação de bens e direitos	167	588
Perda na desativação de bens e direitos	(1.353)	(1.633)
Outras receitas não operacionais	370	29
Total	(816)	(1.016)

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

37. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A COSERN efetuou transações com partes relacionadas:

Partes relacionadas	Transações	Controladora					
		2002			2001		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Iberdrola Energia S/A	Assistência técnica (performance fee)					3.281	3.989
Iberdrola Energia	Pessoal		61	6			
Iberdrola Cons. e Serviço	Confecção de calendários		3	-		3	3
Iberdrola S/A	Serviços de consultoria			66		241	104
Amara Brasil	Administração de almoxarifado			592		57	1.065
Gamesa Comercial Brasil	Serviços de engenharia						200
IBENBRASIL	Serviço de Engenharia		555	3.206		260	1.827
Tracol Serv. Elétricos S/A	Manutenção/recuper. de equipamentos	57	187	1.074		153	1.367
Termoaçu S/A	Valores a receber	93					
GCS Energia	Valores a pagar		290	449			
Celpe	Material/serviço	11	185	422			
Guaraniana S.A.	Cessão de créditos fiscais (REFIS)						536
Coelba	Material/serviço	37	4.173	5.500		89	857

As transações foram realizadas em condições usuais de mercado.

38. RETENÇÃO DOS LUCROS

A constituição da reserva de retenção de lucros visa fazer face a parte das futuras liquidações de endividamento da Companhia.

39. COMPROMISSO ANEEL

As metas de qualidade e universalização do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica estão disponíveis para acompanhamento da sociedade na página eletrônica da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, no endereço www.aneel.gov.br.

40. REVISÃO TARIFÁRIA

A Cosern está incluída no processo de revisão tarifária periódica, previsto para o mês de abril de 2003.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

41. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR ATIVIDADE – NÃO AUDITADA

A composição do resultado da COSERN segregado por atividade é a seguinte:

	Distribuição	Comercialização	Não Vinc. Concessão	Total 2002
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
Fornecimento de energia elétrica		481.143		481.143
Subvenção à baixa renda (tarifa social)		14.057		14.057
Suprimento de energia elétrica		44.749		44.749
Disponibilização do sistema de distribuição	305			305
Receita de recomposição tarifária do racionamento		4.387		4.387
Energia livre – repasse a geradora		4.237		4.237
Outras receitas operacionais	1.708	3.659		5.367
Receita operacional	2.013	552.232		554.245
ICMS	(171)	(76.919)		(77.090)
PIS	(5.196)			(5.196)
COFINS	(15.896)			(15.896)
ISS	(18)			(18)
Quota para reserva global de reversão - RGR	(6.431)			(6.431)
Encargo de capacidade emergencial - ECE		(10.076)		(10.076)
Deduções da receita operacional	(27.712)	(86.995)		(114.707)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	(25.699)	465.237		439.538
Custo do serviço de energia elétrica	(51.336)	(253.357)		(304.693)
Custo com energia elétrica		(194.118)		(194.118)
Energia elétrica comprada para revenda		(159.953)		(159.953)
Energia livre – repasse a geradora		(4.237)		(4.237)
Encargos de uso do sistema de transmissão		(29.928)		(29.928)
Custo de operação	(51.336)	(59.239)		(110.575)
Pessoal	(11.549)			(11.549)
Entidade de previdência privada	(432)			(432)
Material	(2.964)			(2.964)
Serviços de terceiros	(8.587)			(8.587)
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC		(21.264)		(21.264)
Taxa de fiscalização ANEEL	(759)			(759)
Depreciação e amortização	(26.344)			(26.344)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)		(37.975)		(37.975)
Tributos	(92)			(92)
Outras despesas operacionais	(609)			(609)
Custo de Serviço Prestado a Terceiros	(630)			(630)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	(77.665)	211.880		134.215
Despesas operacionais	(41.387)	(24.457)		(65.844)
Despesas com vendas		(24.457)		(24.457)
Despesas gerais e administrativas	(41.387)			(41.387)
Resultado do serviço	(119.052)	187.423		68.371
Receita (despesa) financeira	(23.668)	4.325	(3)	(19.346)
Renda de aplicações financeiras	1.225			1.225
Variação monetária e acréscimo moratório energia vendida		4.325		4.325
Variação monetária líquida	47.910			7.910
Variação cambial líquida	(132.938)			(132.938)
Resultado de Swap	108.668			108.668
Encargos de dívida (líquido de R\$ 68, transferido p/custo obra - nota 15)	(50.165)			(50.165)
Outras receitas (despesas) financeiras	1.632		(3)	1.629
RESULTADO OPERACIONAL	(142.720)	191.748	(3)	49.025

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

- continuação -

	Distribuição	Comercialização	Não Vinc. Concessão	Total 2002
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
Receita não operacional	229			229
Despesa não operacional	(653)	(778)	386	(1.045)
LUCRO ANTES DA CONTRIB.SOCIAL E IMPOSTO DE RENDA	(143.144)	190.970	383	48.209
Imposto de renda e contribuição social - corrente				(8.081)
Imposto de renda e contribuição social - diferido				(9.423)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO				30.705

As receitas e despesas vinculadas às atividades de produção, transmissão e distribuição são alocadas diretamente às unidades operativas e as vinculadas à administração central são alocadas às unidades administrativas. As despesas remanescentes com administração central, após o rateio de administração geral às ordens em curso, são alocadas às atividades operativas proporcionalmente aos saldos das contas. As receitas e despesas com participações societárias são alocadas aos investimentos atípicos à concessão. Esse procedimento está em conformidade com o que determina o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução ANEEL 001/97.

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL Divulgação Externa
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
DFP - Demonstrações Financeiras Padronizadas
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Legislação Societária
Data-Base - 31/12/2002

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

11.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

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 01813-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	3 - CNPJ 08.324.196/0001-81
4 - NIRE 24300000502		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Mermoz, 150		2 - BAIRRO OU DISTRITO Baldo	
3 - CEP 59025-250	4 - MUNICÍPIO Natal		5 - UF RN
6 - DDD 084	7 - TELEFONE 215-6104	8 - TELEFONE 215-6105	9 - TELEFONE 215-6100
10 - TELEX			
11 - DDD 084	12 - FAX 215-6242	13 - FAX -	14 - FAX -
15 - E-MAIL cosern@cosern.com.br			

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME Erik da Costa Breyer			
2 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Mermoz, 150		3 - BAIRRO OU DISTRITO Baldo	
4 - CEP 59025-250	5 - MUNICÍPIO Natal		6 - UF RN
7 - DDD 084	8 - TELEFONE 215-6104	9 - TELEFONE 215-6105	10 - TELEFONE -
11 - TELEX			
12 - DDD 084	13 - FAX 215-6242	14 - FAX -	15 - FAX -
16 - E-MAIL ebreyer@cosern.com.br			

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2005	31/12/2005	1	01/01/2005	31/03/2005	4	01/10/2004	31/12/2004
9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR Deloitte Touche Tohmatsu					10 - CÓDIGO CVM 00385-9		
11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO Jose Othon Tavares de Almeida					12 - CPF DO RESP. TÉCNICO 182.774.975-04		

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 - TRIMESTRE ATUAL 31/03/2005	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/12/2004	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 31/03/2004
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	129.746	129.746	129.746
2 - Preferenciais	38.328	38.328	38.328
3 - Total	168.074	168.074	168.074
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
Privada Nacional
4 - CÓDIGO ATIVIDADE
112 - Energia elétrica
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL
Serviço Público de Energia Elétrica
6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Não Apresentado
7 - TIPO DO RELATÓRIO DOS AUDITORES
Sem Ressalva

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
01	AGO	28/03/2005	Dividendo		ON	0,0883746000
02	AGO	28/03/2005	Dividendo		PNA	0,0972121000
03	AGO	28/03/2005	Dividendo		PNB	0,0972121000

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

01.09 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1- ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais Mil)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais Mil)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Mil)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
18/04/2005	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2005	4 - 31/12/2004
1	Ativo Total	1.175.180	1.158.883
1.01	Ativo Circulante	292.063	275.700
1.01.01	Disponibilidades	9.683	3.820
1.01.01.01	Numerário disponível	3.842	3.698
1.01.01.02	Aplicações no mercado aberto	5.841	122
1.01.02	Créditos	281.519	271.149
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionárias	152.272	146.124
1.01.02.02	Títulos a receber	26.186	24.571
1.01.02.03	(-) Prov. cré. liquidação duvidosa	(16.069)	(16.979)
1.01.02.04	Recomp. tarifária extraordinária	26.477	28.713
1.01.02.05	Energia livre	6.394	6.228
1.01.02.06	Bônus racionamento (líq acrésc tarifa)	1.106	1.106
1.01.02.07	Valores tarifários ã gerenc. a compensar	20.324	20.392
1.01.02.08	Gastos incrementais c/ rac a recuperar	25	255
1.01.02.09	Repasse de empréstimos e financiamentos	1	14
1.01.02.10	Serviços em curso	2.468	2.204
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	1.118	612
1.01.02.12	Tributos e contrib. sociais a compensar	15.456	17.807
1.01.02.13	IR e CS diferidos	20.237	13.738
1.01.02.14	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.041	10.100
1.01.02.15	Despesas pagas antecipadamente	989	2.539
1.01.02.19	Outros créditos	14.494	13.725
1.01.03	Estoques	861	731
1.01.04	Outros	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	562.382	562.330
1.02.01	Créditos Diversos	562.382	562.330
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionárias	17.365	17.474
1.02.01.02	Títulos a receber	164.079	161.490
1.02.01.03	Recomp. tarifária extraordinária	106.385	103.192
1.02.01.04	Energia livre	30.474	30.411
1.02.01.05	Valores tarifários ã gerenc. a compensar	14.794	14.225
1.02.01.06	Repasse de empréstimos e financiamentos	139	152
1.02.01.07	Depósitos vinculados	10.239	10.204
1.02.01.08	Títulos e valores mobiliários	2.595	2.500
1.02.01.09	Tributos e contrib. sociais a compensar	10.014	10.284
1.02.01.10	IR e CS diferidos	22.346	33.295
1.02.01.11	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	156.651	159.117
1.02.01.12	Despesas pagas antecipadamente	26.231	19.262
1.02.01.13	Bens e direitos destinados a alienação	9	9
1.02.01.19	Outros créditos	1.061	715
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0
1.02.03	Outros	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2005	4 - 31/12/2004
1.03	Ativo Permanente	320.735	320.853
1.03.01	Investimentos	778	10
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	778	10
1.03.02	Imobilizado	319.957	320.843
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	620.914	619.629
1.03.02.02	(-) Depreciação Acumulada	(265.362)	(257.030)
1.03.02.03	Imobilizações em Curso	50.117	42.519
1.03.02.04	(-) Obrigações Especiais	(85.712)	(84.275)
1.03.03	Diferido	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2005	4 - 31/12/2004
2	Passivo Total	1.175.180	1.158.883
2.01	Passivo Circulante	242.966	272.300
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	32.369	66.145
2.01.01.01	Empréstimos e financiamentos	27.182	60.846
2.01.01.02	Encargos	5.187	5.299
2.01.02	Debêntures	15.592	8.760
2.01.02.01	Debêntures	13.600	6.800
2.01.02.02	Encargos	1.992	1.960
2.01.03	Fornecedores	39.627	50.915
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	37.910	33.400
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	25.063	21.152
2.01.04.02	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	0	642
2.01.04.03	Tributos e contrib. sociais diferidos	12.847	11.606
2.01.05	Dividendos a Pagar	69.918	69.921
2.01.05.01	Dividendos	62.367	62.368
2.01.05.02	Juros sobre capital próprio	7.551	7.553
2.01.06	Provisões	13.257	13.609
2.01.06.01	Provisões contingências	13.257	13.609
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.01.08	Outros	34.293	29.550
2.01.08.01	Folha de pagamento	421	555
2.01.08.02	Taxas regulamentares	8.984	9.209
2.01.08.03	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	2.092	925
2.01.08.04	Energia livre	6.641	6.433
2.01.08.05	Consumidores devolução baixa renda	278	281
2.01.08.06	Adiantamentos recebidos	1.280	1.317
2.01.08.07	Obrigações estimadas	11.308	7.361
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.289	3.469
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	477.690	460.905
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	276.870	250.766
2.02.01.01	Empréstimos e financiamentos	276.870	250.766
2.02.02	Debêntures	106.400	113.200
2.02.03	Provisões	13.497	14.317
2.02.03.01	Provisão para contingências	13.497	14.317
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	1.228	1.133
2.02.04.01	Coligada e controladora	1.228	1.133
2.02.05	Outros	79.695	81.489
2.02.05.01	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	2.152	2.066
2.02.05.02	Energia livre	26.479	26.697
2.02.05.03	Tributos e contrib. sociais diferidos	48.475	50.132
2.02.05.19	Outras contas a pagar	2.589	2.594
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	454.524	425.678
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	232.142	230.155

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2005	4 - 31/12/2004
2.05.02.01	Ágio incorporado líquido	216.928	216.928
2.05.02.02	Incentivo fiscal - ADENE	8.431	6.444
2.05.02.19	Outras	6.783	6.783
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	55.110	55.110
2.05.04.01	Legal	24.606	24.606
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	30.504	30.504
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	26.859	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2005 a 31/03/2005	4 - 01/01/2005 a 31/03/2005	5 - 01/01/2004 a 31/03/2004	6 - 01/01/2004 a 31/03/2004
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	198.402	198.402	164.442	164.442
3.01.01	Fornecimento de Energia Elétrica	192.189	192.189	149.565	149.565
3.01.02	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	7.026	7.026	5.781	5.781
3.01.03	Suprimento de Energia Elétrica - CCEE	7	7	5.559	5.559
3.01.04	Disponibilização sistema de distribuição	3.131	3.131	356	356
3.01.05	Reversão recomp tarifária extraordinária	(6.440)	(6.440)	(5.101)	(5.101)
3.01.06	Reversão energia livre	(1.555)	(1.555)	(1.188)	(1.188)
3.01.07	Receita (reversão) revisão tarifária	(3.336)	(3.336)	0	0
3.01.08	Encargos CBEE	5.951	5.951	6.383	6.383
3.01.19	Outras receitas operacionais	1.429	1.429	3.087	3.087
3.02	Deduções da Receita Bruta	(51.986)	(51.986)	(50.920)	(50.920)
3.02.01	ICMS	(31.694)	(31.694)	(24.781)	(24.781)
3.02.02	PIS	(2.301)	(2.301)	(1.947)	(1.947)
3.02.03	COFINS	(10.610)	(10.610)	(14.599)	(14.599)
3.02.04	ISS	(15)	(15)	(17)	(17)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(1.392)	(1.392)	(1.958)	(1.958)
3.02.06	Encargos CBEE	(5.974)	(5.974)	(7.618)	(7.618)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	146.416	146.416	113.522	113.522
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(90.299)	(90.299)	(82.314)	(82.314)
3.04.01	Pessoal	(3.925)	(3.925)	(4.711)	(4.711)
3.04.02	Entidade de previdência privada	(122)	(122)	(151)	(151)
3.04.03	Material	(1.019)	(1.019)	(882)	(882)
3.04.04	Serviço de terceiros	(2.858)	(2.858)	(2.700)	(2.700)
3.04.05	Subvenção-conta consumo combustível-CCC	(6.888)	(6.888)	(3.005)	(3.005)
3.04.06	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(1.208)	(1.208)	(775)	(775)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2005 a 31/03/2005	4 - 01/01/2005 a 31/03/2005	5 - 01/01/2004 a 31/03/2004	6 - 01/01/2004 a 31/03/2004
3.04.07	Taxa fisc. serv. energia elétrica-TFSEE	(316)	(316)	(267)	(267)
3.04.08	Energia elétrica comprada p/ revenda	(49.463)	(49.463)	(44.860)	(44.860)
3.04.09	Encargo de uso sistema transmissão	(12.908)	(12.908)	(8.374)	(8.374)
3.04.11	Depreciação e amortização	(7.647)	(7.647)	(7.390)	(7.390)
3.04.12	Provisões líquidas - PCLD	(3.503)	(3.503)	(8.279)	(8.279)
3.04.13	Tributos	(89)	(89)	(76)	(76)
3.04.19	Outros custos	(182)	(182)	(587)	(587)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	(171)	(171)	(257)	(257)
3.05	Resultado Bruto	56.117	56.117	31.208	31.208
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(14.316)	(14.316)	(11.659)	(11.659)
3.06.01	Com Vendas	(5.135)	(5.135)	(5.869)	(5.869)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(9.098)	(9.098)	(8.726)	(8.726)
3.06.03	Financeiras	(83)	(83)	2.936	2.936
3.06.03.01	Receitas Financeiras	18.815	18.815	20.777	20.777
3.06.03.01.01	Renda de aplicação financeira	85	85	125	125
3.06.03.01.02	Juros/comis. e acrésc. morat. de energia	5.500	5.500	7.936	7.936
3.06.03.01.03	Rem. fin. da recomposição tarifária	7.397	7.397	8.099	8.099
3.06.03.01.05	Variação cambial e monetária (líquidas)	4.394	4.394	5.282	5.282
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	1.439	1.439	(665)	(665)
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(18.898)	(18.898)	(17.841)	(17.841)
3.06.03.02.01	Encargos de dívida	(18.322)	(18.322)	(12.911)	(12.911)
3.06.03.02.02	Operações swap (líquidas)	0	0	(1.497)	(1.497)
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(576)	(576)	(3.433)	(3.433)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2005 a 31/03/2005	4 - 01/01/2005 a 31/03/2005	5 - 01/01/2004 a 31/03/2004	6 - 01/01/2004 a 31/03/2004
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial		0	0	0
3.07	Resultado Operacional	41.801	41.801	19.549	19.549
3.08	Resultado Não Operacional	0	0	(722)	(722)
3.08.01	Receitas	0	0	22	22
3.08.02	Despesas	0	0	(744)	(744)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	41.801	41.801	18.827	18.827
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(5.913)	(5.913)	(4.261)	(4.261)
3.10.01	Imposto de renda corrente	(4.343)	(4.343)	(3.087)	(3.087)
3.10.02	Contribuição social corrente	(1.570)	(1.570)	(1.174)	(1.174)
3.11	IR Diferido	(9.029)	(9.029)	(2.132)	(2.132)
3.11.01	IR e Contribuição Social Diferidos	(6.504)	(6.504)	421	421
3.11.02	Amortização ágio e reversão PMIPL	(2.525)	(2.525)	(2.553)	(2.553)
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	26.859	26.859	12.434	12.434
	NÚMERO AÇÕES, EX- TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,15980	0,15980	0,07398	0,07398
	PREJUÍZO POR AÇÃO				

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As informações trimestrais estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

A Demonstração de Resultado do trimestre findo em 31 de março de 2004 foi reclassificada, quando aplicável, para fins de comparabilidade.

	Publicado	Reclassificado
Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	164.442	164.442
Fornecimento de energia elétrica	155.948	149.565
Encargos CBEE		6.383
Outros	8.494	8.494
Deduções da Receita Bruta	(46.793)	(50.920)
Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	117.649	113.522
Custos e Despesas Operacionais	(101.036)	(96.909)
Resultado Financeiro	2.936	2.936
Resultado Não Operacional	(722)	(722)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(6.393)	(6.393)
Lucro do Período	12.434	12.434

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

3. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Consumidores/Concessionárias e Permissionárias	Saldo vincendo	Saldo vencido		Total		Provisão para créditos de liquidação duvidosa	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	31/03/05	31/12/04	31/03/05	31/12/04
Setor Privado							
Residencial	14.526	13.263	1.160	28.949	20.735	(1.160)	(1.208)
Industrial	9.509	3.076	4.405	16.990	20.798	(3.016)	(3.659)
Comercial, serviços e outras	7.929	6.055	3.141	17.125	18.579	(2.194)	(2.107)
Rural	2.115	3.792	4.822	10.729	11.429	(2.229)	(1.798)
	34.079	26.186	13.528	73.793	71.541	(8.599)	(8.772)
Setor Público							
Poder público							
Federal	1.306	306	87	1.699	2.209	(64)	(438)
Estadual	1.619	2.639	6.852	11.110	9.440	-	(319)
Municipal	1.527	1.238	1.920	4.685	6.008	-	(527)
	4.452	4.183	8.859	17.494	17.657	(64)	(1.284)
Iluminação pública	1.943	1.508	2.558	6.009	7.063	(265)	(1.738)
Serviço público	3.325	4.814	9.491	17.630	13.901	-	(504)
	9.720	10.505	20.908	41.133	38.621	(329)	(3.526)
PCLD confissões de dívidas						(6.302)	(5.714)
PCLD outras						(839)	1.033
Fornecimento não faturado	25.542	-	-	25.542	21.614	-	-
Subtotal - Consumidores	69.341	36.691	34.436	140.468	131.776	(16.069)	(16.979)
Câmara de Comercialização de Energia							
Elétrica - CCEE				17.509	17.765		
Contratos bilaterais					318	-	-
Revisão tarifária periódica				316	3.651	-	-
Serviços prestados a terceiros				693	716	-	-
Disponibilização sistema distribuição				355	1	-	-
Outros créditos				10.296	9.371	-	-
Total				169.637	163.598	(16.069)	(16.979)
Ativo circulante				152.272	146.124	(16.069)	(16.979)
Ativo realizável a longo prazo				17.365	17.474		

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com as normas do Manual de Contabilidade de Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber.

A Companhia efetuou as baixas do Contas a receber de consumidores de valores inferiores a R\$ 5 nos termos da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Companhia reverteu, em junho de 2004, o montante de R\$ 35.989 de provisão para créditos de liquidação duvidosa constituída para o cliente Companhia de Água e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, cuja dívida foi repactuada em 30 de março de 2004, no total de 227 parcelas atualizadas anualmente pelo IPCA, e em setembro de 2004, o montante de R\$ 2.231, constituída para o cliente Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN que também teve sua dívida repactuada, no total de 50 parcelas atualizadas anualmente pelo IGP-DI.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Os valores correspondentes às operações junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pela mesma.

No primeiro trimestre de 2005, a Companhia não realizou venda de energia de curto prazo, junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

As operações na CCEE, do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003, após conclusão dos trabalhos da auditoria, geraram um direito de crédito para a Companhia conforme demonstrado a seguir:

	Valor
Valores a receber	84.238
Atualização monetária	3.040
Valores recebidos	(69.769)
Saldo a receber em 31 de março de 2005	17.509
Valor em litígio judicial	12.038
Valores negociados com os agentes	2.342
Valores a negociar	3.129

Os valores da energia de curto prazo podem estar sujeitos a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movidos por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

Revisão tarifária periódica

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 101, de 18 de abril de 2005, homologou o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, ocorrida em abril de 2003, fixando o reposicionamento tarifário em 14,99%, aplicável sobre as tarifas vigentes no período anterior à referida revisão. O objetivo do reposicionamento das tarifas no processo de revisão tarifária é proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais e à remuneração dos investimentos.

Esse índice definitivo de reposicionamento das tarifas, com efeito retroativo a 22 de abril de 2003, substitui o reposicionamento fixado, provisoriamente, em 14,54%, através da Resolução Homologatória nº 101, de 20 de abril de 2004, que, por sua vez, havia alterado o índice de 11,49% fixado, também de forma provisória, através da Resolução Homologatória nº 200, de 16 de abril de 2003.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O aumento verificado em relação ao índice provisório deveu-se ao reconhecimento de custos na "Empresa de Referência", na energia comprada e na homologação do valor definitivo de R\$ 418 da "Base de Remuneração Regulatória" (anteriormente estabelecida no valor de R\$ 458).

4. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se a parcelamento de débito de contas de fornecimento de energia em atraso e parcelamento de prestação de serviços.

	Saldo vencidos	Vencidos		Total		PCLD Confissões de dívidas	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	31/03/05	31/12/04	31/03/05	31/12/04
Setor público	175.007	2.578	8.341	185.926	182.956	(5.091)	(4.663)
Setor privado	2.202	177	1.960	4.339	3.105	(1.211)	(1.051)
Total	177.209	2.755	10.301	190.265	186.061	(6.302)	(5.714)
Ativo circulante				26.186	24.571	(6.302)	(5.714)
Ativo realizável a longo prazo				164.079	161.490		

Os parcelamentos de débito compreendem juros e atualização monetária, a taxas, prazos e indexadores variáveis e são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia.

Do saldo total de títulos a receber, o montante de R\$ 106.681 (R\$ 106.768 em 31 de dezembro de 2004), refere-se ao alongamento da dívida da Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, conforme Instrumento Particular de Reconhecimento, Consolidação, Pagamento e Parcelamento de Débito nº 2016/CCE/2004.

5. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o "Acordo Geral do Setor Elétrico", que define os critérios para recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE

	Valor
Recomposição tarifária extraordinária - RTE (homologado)	130.237
Remuneração financeira	88.304
(-) Provisão para ajuste ao valor de realização	(19.986)
(-) Reversão acumulada	(66.650)
Total em 31 de dezembro de 2004	131.905
Remuneração financeira	7.397
(-) Reversão no trimestre	(6.440)
Total em 31 de março de 2005	132.862
Ativo Circulante	26.477
Ativo Realizável a longo prazo	106.385
Reversão reconhecida na receita operacional	(6.440)

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A", relativos ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia avaliou a recuperação em função dos prazos e manteve a provisão para perda na realização da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE no valor de R\$ 19.986, existente em 31 de dezembro de 2004.

A remuneração financeira (atualização monetária do saldo) da RTE vem sendo calculada na Companhia, com base na variação da taxa SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, acrescida de juros de 1% a.a.

Energia livre

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

Os valores contabilizados em 31 de março de 2005 e 31 de dezembro de 2004, como energia livre tem a seguinte composição:

	Ativo		Passivo	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Energia Livre	8.546	25.379	8.545	25.379
Encargos	-	-	(542)	(3.715)
Transferências	7.735	(7.735)	7.735	(7.735)
(-) Reversão acumulada	(10.053)	-	(9.305)	-
Remuneração financeira	-	12.767	-	12.768
Total em 31 de dezembro de 2004	6.228	30.411	6.433	26.697
Encargos	-	-	(29)	(280)
Transferências	1.722	(1.722)	1.722	(1.722)
(-) Reversão no trimestre	(1.556)	-	(1.485)	-
Remuneração financeira	-	1.785	-	1.784
Total em 31 de março de 2005	6.394	30.474	6.641	26.479

A ANEEL, através da Resolução nº 36 de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89 de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,71% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

Em 12 de janeiro de 2004, a ANEEL editou a Resolução nº 01 homologando novo valor da energia livre relativa ao período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002 e através da Resolução nº 45, de 03 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre, para 19,4527% .

A atualização monetária do saldo de energia livre vem sendo apurada a partir de janeiro de 2003, com base na taxa SELIC, acrescida de juros de 1% a.a.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Valores tarifários não gerenciáveis da "Parcela A" (vide nota explicativa nº 7)

A conta de Compensação de variação de valores de itens da "Parcela A" – CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	Valor
Valores tarifários não gerenciáveis da "Parcela A" (homologado)	6.543
Remuneração financeira	4.987
Total em 31 de dezembro de 2004	11.530
Remuneração financeira no trimestre	484
Total em 31 de março de 2005	12.014
Ativo realizável a longo prazo	14.166
Passivo exigível a longo prazo	2.152
Efeito no resultado	484

	Longo prazo	
	Ativo	Passivo
Subvenção para conta de consumo de combustível – CCC	1.352	-
Reserva global de reversão – RGR	-	747
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE	106	-
Encargos de conexão no sistema de transmissão	-	1.405
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.952	-
Energia comprada para revenda	8.756	-
Total em 31 de março de 2005	14.166	2.152
Total em 31 de dezembro de 2004	13.596	2.066

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da "Parcela A", referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução nº 01, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A".

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu um financiamento no valor de R\$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC acrescida de juros de 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

6. ENCARGOS COMERCIALIZADORA BRASILEIRA DE ENERGIA EMERGENCIAL - CBEE

Encargo de capacidade emergencial - ECE

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (kW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade emergencial, é de R\$ 0,0067 kWh, (Resolução ANEEL nº 262, de 3 de novembro de 2004).

Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEE

A ANEEL, através da Resolução nº 728, de 30 de dezembro de 2003, estabeleceu o valor do encargo de aquisição de energia elétrica, que decorre da utilização de usinas termelétricas emergenciais, devido ao risco do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, no valor de R\$ 0,0046 kWh, o qual foi cobrado temporariamente dos consumidores nos meses de janeiro e fevereiro de 2004.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

7. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

As variações de custo ocorridas de 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2004, foram reconhecidas no reajuste tarifário de abril de 2004. Os valores correspondentes aos custos de 23 de março de 2004 a 22 de março de 2005 serão considerados no próximo reajuste tarifário de 22 de abril de 2005.

	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Parcela A – 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001 (vide nota 5)	-	14.166	14.166	-	2.152	2.152
CVA – 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2004	2.953	628	3.581	305	-	305
CVA – 23 de março de 2004 a 22 de março de 2005	16.810	-	16.810	1.088	-	1.088
CVA – 23 de março de 2005 a 22 de março de 2006	561	-	561	699	-	699
Total em 31 de março de 2005	20.324	14.794	35.118	2.092	2.152	4.244
Total em 31 de dezembro de 2004	20.392	14.225	34.617	925	2.066	2.991

8. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Agente financeiro	Tipo de aplicação	Vencimento	Taxas (%)	31/03/05	31/12/04
Bradesco	CDB/CDI	diversos	92% a 99% CDI	1.118	612
Banco do Nordeste	CDB/CDI	03/07/2007	99,5% CDI	2.595	2.500
Total				3.713	3.112
Ativo circulante				1.118	612
Ativo realizável a longo prazo				2.595	2.500

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

9. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia sofreu as retenções e/ou procedeu as antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	31/03/05		31/12/04	
	Ativo circulante	Realizável a longo prazo	Ativo circulante	Realizável a longo prazo
IR sobre aplicação financeira	-	-	4	-
IR antecipado e do exercício corrente	6.198	-	7.319	-
IR órgãos públicos	144	-	439	-
	6.342	-	7.762	-
CSLL antecipada e do exercício corrente	3.139	-	3.789	-
CSLL órgãos públicos	97	-	493	-
	3.236	-	4.282	-
PIS a compensar	393	-	412	-
COFINS a compensar	1.809	-	1.898	-
PIS órgãos públicos	63	-	63	-
COFINS órgãos públicos	292	-	291	-
	2.557	-	2.664	-
Incentivo fiscal ADENE	1.963	-	1.792	-
ICMS a recuperar CIAP	1.096	10.014	966	10.284
Outros	262	-	341	-
	3.321	10.014	3.099	10.284
Total	15.456	10.014	17.807	10.284

Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar CIAP decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado.

O Imposto de renda - IR e a Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém imposto de renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	31/03/05		31/12/04	
	Base de cálculo	Tributo diferido ativo	Base de cálculo	Tributo diferido ativo
Imposto de Renda				
Prejuízos fiscais	72.935	18.234	83.385	20.846
Diferenças temporárias	68.732	17.183	71.200	17.800
	141.667	35.417	154.585	38.646
Contribuição Social				
Base negativa	31.608	2.845	42.711	3.844
Diferenças temporárias	48.014	4.321	50.478	4.543
	79.622	7.166	93.189	8.387
Total		42.583		47.033
Ativo circulante		20.237		13.738
Ativo realizável a longo prazo		22.346		33.295

Estudos técnicos de viabilidade, aprovados pelo Conselho de Administração e Fiscal da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir.

Expectativa de realização	2005	2006	2007	2008	Total
Imposto de Renda	6.819	12.753	13.913	1.932	35.417
Contribuição Social	2.469	2.600	2.097	-	7.166
	9.288	15.353	16.010	1.932	42.583

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado que a mesma opera.

Nos últimos cinco anos a Companhia apresentou lucro tributável.

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais combinadas a uma taxa de 34 % em 31 de março de 2005 e 2004.

	31/03/05	31/03/04
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	41.801	18.827
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição social	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação	14.212	6.401
Efeitos fiscais dos ajustes que afetam o lucro tributável	730	(8)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	14.942	6.393

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

11. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 06 de março de 2001.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, com as alterações introduzidas pela Instrução CVM nº 285, de 31 de julho de 1998, a Companhia mantém o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de março de 2005 e 31 de dezembro de 2004 são como segue:

Balanco	31/03/05	31/12/04
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	(471.326)	(468.801)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	166.692	169.217
Ativo circulante	10.041	10.100
Ativo realizável a longo prazo	156.651	159.117
Demonstração do Resultado	31/03/05	31/03/04
Amortização do ágio	7.426	7.508
Reversão da provisão	(4.901)	(4.955)
Crédito fiscal	(2.525)	(2.553)
Efeito líquido no resultado	-	-

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R\$ 156.651 (R\$ 169.217 em 31 de dezembro de 2004), que em essência representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de sua realização.

12. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	31/03/05	31/12/04
Ativo regulatório das contribuições para:		
PIS (dezembro de 2002 a março de 2005)	6.642	5.892
COFINS (fevereiro de 2004 a março de 2005)	17.855	13.370
Encargos com renegociação de dívidas	2.353	2.539
Prêmios de seguro	159	-
Outros	211	-
Total	27.220	21.801
Ativo circulante	989	2.539
Ativo realizável a longo prazo	26.231	19.262

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Ativo regulatório PIS e COFINS

Refere-se a majoração de alíquotas ocorridas a partir de dezembro de 2002 para o PIS e fevereiro de 2004 para o COFINS que serão, após validação da ANEEL, incorporados a tarifa em prazo a ser definido não superior a três anos. Tais valores são atualizados monetariamente com base no IGP-M.

Encargos com renegociações de dívidas

Conforme descrito nas notas explicativas nº 15 e 16 a Companhia concluiu em 2004 a renegociação de suas dívidas de curto prazo tendo sido os custos envolvidos nesse processo rateados pelos prazos de amortizações dos respectivos passivos.

13. OUTROS CRÉDITOS

	31/03/05	31/12/04
Subvenção à baixa renda - tarifa social	4.027	4.593
Empregados	111	45
Devedores diversos	1.063	528
Serviços prestados a terceiros	1.245	1.253
Encargos CBEE	2.956	3.027
RGR a compensar	1.381	1.381
Entidade de previdência privada	1.059	-
Outros créditos a receber	3.713	3.613
Total	15.555	14.440
Ativo circulante	14.494	13.725
Ativo realizável a longo prazo	1.061	715

Subvenção à baixa renda - tarifa social

O Governo Federal, através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional da Companhia.

Através do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, foram definidas as fontes para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no art.1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e conforme o estabelecido no artigo 5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

Os valores liberados a título de financiamento, pela ELETROBRAS, na forma do Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foram totalmente liquidados com a utilização dos recursos da subvenção econômica a fundo perdido, de acordo com o inciso II do art. 1º do Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e cancelados os correspondentes contratos de financiamento.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Entidade de previdência privada

Crédito de antecipação de contribuição patronal aos planos de benefícios patrocinados pela Companhia junto a FASERN Fundação Assistencial e Seguridade Social, decorrentes de ajustes dos superávits atuariais nos planos de contribuição definida – CD, e de benefícios definidos – BD, implicando redução nos percentuais de contribuição patronal sobre a folha de pagamento, aprovados pela Fundação e pela COSERN, com base nas Demonstrações de Resultado de Avaliação Atuarial – DRAA, para 31 de dezembro de 2004, preparados pela Jessé Montello Serviços Técnicos em Atuária e Economia Ltda.

14. IMOBILIZADO

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte forma:

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	31/03/05				31/12/04	
		Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço							
Distribuição	5,37%	590.096	(245.662)	344.434	(58.342)	286.092	293.083
Comercialização	18,41%	12.352	(9.444)	2.908	-	2.908	3.474
Administração	12,67%	18.466	(10.256)	8.210	-	8.210	8.626
Subtotal		620.914	(265.362)	355.552	(58.342)	297.210	305.183
Em curso							
Distribuição		48.559	-	48.559	(27.370)	21.189	14.204
Comercialização		31	-	31	-	31	24
Administração		1.527	-	1.527	-	1.527	1.432
Subtotal		50.117	(265.362)	50.117	(27.370)	22.747	15.660
Total		671.031	(265.362)	405.669	(85.712)	319.957	320.843

O imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 044, de 17 de março de 1999, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação por macroatividade/equipamentos principais			
Distribuição	(%)	Comercialização	(%)
Banco de capacitores	6,7	Equipamento geral	10,0
Chave de distribuição	6,7	Edificação	4,0
Condutor do sistema	5,0	Administração	(%)
Estrutura do sistema	5,0	Edificação	4,0
Regulador de tensão	4,8	Veículos	20,0
Medidor	4,0	Intangível	20,0
Transformador	5,0	Equipamento geral	10,0

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Bens Vinculados à Concessão

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 distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 20, de 03 de fevereiro de 1999, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica

A ANEEL, através da Resolução nº 223 de 29 de abril de 2003, alterada pela Resolução nº 52 de 25 de março de 2004, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos com menor índice de eletrificação e limitou esses atendimentos apenas a novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), com carga instalada de até 50 KW.

No final do trimestre, a Companhia já tinha investido cerca de R\$ 32.248 no Programa de Universalização, perfazendo um total de 68.332 novas ligações.

O Plano de Universalização para o período 2005-2008, foi enviado à ANEEL dentro do prazo previsto. Vale destacar que, na elaboração do citado plano, foi considerada a compatibilização com o Programa Luz Para Todos.

Programa Luz Para Todos

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Luz Para Todos, no âmbito do Programa de Universalização, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Portaria ANEEL nº 38, de 09 de março de 2004, aprovou o Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no Programa.

Em maio de 2004 foi firmado um Termo de Compromisso entre a União (Ministério das Minas e Energia), o Estado do Rio Grande do Norte e a COSERN, com a interveniência da ANEEL e da ELETROBRÁS, para o estabelecimento das premissas relativas a implantação do Programa Luz Para Todos, na área de concessão da COSERN, propiciando o atendimento de 30.095 novos consumidores no meio rural no período 2004-2008. Neste instrumento, são definidas as metas anuais de atendimento e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos.

A Companhia é signatária dos seguintes contratos:

- Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção - ECFS nº 03/2004, assinado em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R\$ 4.718 a título de financiamento (15%), com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, e de R\$ 15.726 a título de subvenção econômica (50%), com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e R\$ 3.608 com recursos próprios (15%), para atendimento de 9.180 famílias.
- Contratos de Concessão de Subvenção Econômica - UPP's 29 a 32/2004, assinados em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R\$ 456 a título de subvenção econômica, com recursos do Uso de Bem Público - UBP e multas, para atendimento de 106 famílias.
- Contrato de Obras e Instalações, assinando em 24 de setembro de 2004 com o Governo do Estado do Rio Grande do Norte, através da Secretaria de Estado da Agricultura, da Pecuária e da Pesca – SEAP, no valor de R\$ 6.290, correspondente a 20% do custo total do programa de obras que integram o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos.

15. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo prazo	31/03/05	31/12/04
Moeda nacional					
Banco do Brasil	319	2.778	35.950	39.047	39.166
Eletrobrás	-	1.427	9.417	10.844	11.082
BNDES FINEM	186	12.838	28.885	41.909	44.742
BNDES Emergencial	873	10.139	87.243	98.255	100.073
BNB	101	-	35.073	35.174	23.970
FINEP	24	-	2.302	2.326	-
Itaú	3.088	-	35.000	38.088	36.368
Unibanco	596	-	43.000	43.596	45.822
Westib	-	-	-	-	10.645
HSBC	-	-	-	-	5.043
Total moeda nacional	5.187	27.182	276.870	309.239	316.911

A Companhia concluiu em 2004, as negociações do alongamento de suas dívidas a serem liquidadas no curto prazo.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Condições contratuais dos empréstimos da Companhia em 31 de março de 2005:

Fonte	Moeda	Data de assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
Banco do Brasil	R\$	30/03/94	Refinanciamento de dívida com o BNDES	TJLP + 10,236%aa	2014
Banco do Brasil	R\$	30/03/94	Refinanciamento de dívida com a Eletrobrás	IGPM + 10,236%aa	2014
Eletrobrás	R\$	Diversas	Empréstimos - Programas diversos Eletrobrás	6 a 12%aa	2013
BNDES/FINEM	R\$	01/06/00	Investimento sistema transmissão/distribuição	TJLP + 4,5%aa	2008
BNDES/Emergencial	R\$	14/02/02	Empréstimo - Programa Emergencial (Racionamento)	SELIC - 1%aa	2010
BNB	R\$	23/12/04	Investimento em expansão e melhoramento no Sistema	14%	2013
FINEP	R\$	23/12/04	Otimização do desempenho da rede distribuição	TJLP + 5%	2011
ITAU/BBA	R\$	14/10/04	Capital de Giro	CDI + 2,16%aa	2007
UNIBANCO	R\$	02/08/04	Capital de Giro	CDI + 2,05%aa	2008
UNIBANCO	R\$	29/09/04	Capital de Giro	CDI + 2,60%aa	2007

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da Neoenergia S.A. e no que se refere ao BNDES vinculado a Recomposição Tarifária, 4,42% do faturamento mensal.

O total devido em moeda nacional desdobra-se da seguinte forma:

Moeda nacional	31/03/05		31/12/04	
	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
Taxa pré-fixada	35.173	11,37	23.970	7,56
UFIR	10.348	3,35	10.427	3,29
FINEL	495	0,16	655	0,21
SELIC	98.256	31,37	100.072	31,57
TJLP	48.913	15,82	49.457	15,61
CDI	81.684	26,41	97.879	30,89
IGP-M	34.370	11,12	34.451	10,87
Total	309.239	100,00	316.911	100,00
Principal	304.052		311.612	
Encargos	5.187		5.299	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos trimestres findos em 31 de março de 2005 e 2004:

Moeda/Indexador	Variação %	
	31/03/05	31/03/04
IGP - M	1,55	2,73
FINEL	0,31	0,54
TJLP	2,35	2,41
CDI	4,18	3,76
SELIC	4,19	3,78
TR	0,55	0,35

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

Cronograma de pagamento	31/03/05	31/12/04
2006	28.235	36.802
2007	98.149	96.849
2008	49.421	30.181
2009	31.785	27.922
2010	30.228	26.809
Após 2010	39.052	32.203
Total	<u>276.870</u>	<u>250.766</u>

Mutação de empréstimos e financiamentos	Circulante	Longo prazo
Saldos em 31 de dezembro de 2004	66.145	250.766
Ingressos	20.500	13.574
Encargos	11.886	472
Variação monetária e cambial	158	748
Transferências	6.681	(6.681)
Amortizações	(55.010)	-
Renegociação de contrato com alongamento do prazo	(17.991)	17.991
Saldos em 31 de março de 2005	<u>32.369</u>	<u>276.870</u>

16. DEBÊNTURES

Debêntures	Encargos	Principal		Total	
	da dívida	Circulante	Longo prazo	2005	2004
2ª Emissão	1.992	13.600	106.400	121.992	121.960

A Assembléia Geral Extraordinária da COSERN, realizada em 05 de maio de 2004, deliberou a realização da segunda emissão pública de 1.200 (mil e duzentas) debêntures simples, não conversíveis em ação, nominativas-escriturais, da espécie com garantia real, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 100, perfazendo o montante total de R\$ 120.000, com data de emissão em 1º de junho de 2004 e prazo de vencimento de 4 anos contados da data da emissão. As Debêntures são garantidas por penhor de direitos creditórios de titularidade da Emissora, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora ou detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores dos pagamentos das contas de fornecimento de energia elétrica, nos termos do Instrumento de Constituição de Penhor.

O valor nominal das Debêntures será remunerado pela variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, (Taxa DI), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculados e divulgados pela CETIP, capitalizada de um spread de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o valor nominal das Debêntures, a partir da data da emissão, e pagos ao final de cada período de capitalização.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A emissão e a concessão da garantia aos Debenturistas foram aprovadas pela ANEEL através do Ofício 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004, e registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº CVM/SER/DEB/2004/025 em 19 de agosto de 2004.

As Debêntures foram subscritas e integralizadas no dia 16 de setembro de 2004, pelo seu valor nominal, acrescido de Juros Remuneratórios (CDI + 2,5%a.a), calculados pro rata temporis, desde a data de emissão até a data da efetiva subscrição.

A 2ª emissão de debêntures da Companhia, classificada no circulante e exigível a longo prazo, prevê manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas demonstrações findas em 31 de março de 2005, a Companhia atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	31/03/05	31/03/04
2006	26.600	33.400
2007	49.800	49.800
2008	30.000	30.000
Total	106.400	106.400

17. TAXAS REGULAMENTARES

	31/03/05	31/12/04
Reserva Global de Reversão – RGR	494	586
Conta de Consumo de Combustível – CCC	2.534	2.225
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	450	332
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	105	105
Encargos CBEE	921	2.851
Pesquisa e desenvolvimento	4.480	3.110
Total	8.984	9.209

18. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	31/03/05	31/12/04
ICMS	17.101	12.126
Imposto de renda – Pessoas física e jurídica	42	53
Imposto de renda – Juros sobre capital próprio	0	958
INSS	543	655
FGTS	150	162
COFINS	5.603	5.587
PIS	1.217	1.213
Outros	407	398
Total	25.063	21.152

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

19. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais diferidos, calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária e reposicionamento tarifário. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização dos eventos mencionados.

	31/03/05	31/12/04
Imposto de renda	33.294	33.889
Contribuição social sobre RTE	11.986	12.200
PIS	2.862	2.791
COFINS	13.180	12.858
Total	61.322	61.738
Passivo circulante	12.847	11.606
Passivo exigível a longo prazo	48.475	50.132

20. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

Contingências	31/03/05		Depósitos judiciais	31/12/04		Depósitos Judiciais
	No exercício	Valor da provisão acumulada		No exercício	Valor da provisão acumulada	
Trabalhistas	(350)	8.976	7.263	(2.052)	9.032	7.228
Cíveis						
Clientes – Plano Cruzado	-	2.607	679	-	2.607	679
Indenização por perdas	(328)	4.385	-	(192)	4.713	-
Acidente terceiros	(405)	2.873	-	-	3.278	-
Outras	(250)	2.314	-	(12)	2.564	-
Subtotal	(983)	12.179	679	(204)	13.162	679
Fiscais						
COFINS	-	1.636	-	-	1.599	-
ICMS	-	1.573	-	1.156	1.514	-
INSS	-	1.019	-	-	1.001	-
IR	-	433	1.890	-	427	1.890
ISS	(253)	922	-	-	1.175	-
Outras		16	407	(21)	16	407
Subtotal	(253)	5.599	2.297	1.135	5.732	2.297
Total	(1.586)	26.754	10.239	(1.121)	27.926	10.204
Circulante		13.257			13.609	
Longo prazo		13.497	10.239		14.317	10.204

A Administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir possíveis perdas com tais causas.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

21. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	31/03/05	31/12/04
Consumidores	(340)	(33)
Empregados	(40)	69
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP	3.586	3.237
Empréstimos compulsórios	82	104
Outras	2.590	2.686
Total	5.878	6.063
Passivo circulante	3.289	3.469
Passivo exigível a longo prazo	2.589	2.594

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O Capital social totalmente subscrito em 31 de março de 2005 é de R\$ 140.413. A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total	
	Única	%	A	%	B	%		
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Neoenergia S.A.	39.678	30,6	2.749	13,3	-	-	42.427	25,2
Uptick Participações S.A.	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3	-	-	2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8	-	-	426	0,3
Total	129.746	100,0	20.607	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembléia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurada prioridade no reembolso do capital no caso de liquidação da Companhia, e assegurada, ainda, às ações preferenciais "Classe A", prioridade na distribuição de dividendos.

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária. As ações preferenciais classe "A" e "B" terão direito ao recebimento de dividendos no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

Incentivo Fiscal Imposto de Renda - ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infra-estrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto 3.000 de 26 de março de 1999. Por conta disso, a Companhia formalizou pleito à antiga SUDENE e obteve o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais através do Laudo Constitutivo nº 0038/2002 – ADENE, emitido em 03 de julho de 2002.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Companhia no primeiro trimestre findo em 31 de março de 2005 o valor de R\$ 1.987 de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 25% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

Reserva de Retenção de Lucros

A Lei das S.A permite às sociedades reterem parcela do lucro líquido do exercício, prevista em orçamento de capital, previamente aprovado pela Assembléia Geral.

Em 31 de março de 2005, a Companhia mantém em seu patrimônio líquido Reserva de Retenção de Lucros, no montante de R\$ 30.504, existente em 31 de dezembro de 2004, constituída de acordo com o artigo 196 da Lei das S.A.

23. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R\$	
	31/03/05	31/03/04	31/03/05	31/03/04	31/03/05	31/03/04
Consumidores:						
Residencial	739.365	709.012	242.225	225.822	63.363	51.440
Industrial	4.424	4.395	196.595	202.649	39.795	32.665
Comercial	59.561	56.815	136.717	121.015	43.189	35.283
Rural	30.407	28.053	92.260	70.389	13.270	9.686
Poder Público	9.286	9.448	38.465	35.505	12.774	4.623
Iluminação Pública	2.718	1.979	31.405	30.011	5.330	8.365
Serviço Público	1.328	1.322	47.244	42.239	9.996	7.570
Consumo próprio	90	89	1.615	1.423	544	-
Encargos CBEE	-	-	-	-	5.951	6.383
Suprimento	1	1	139	40	1	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	3.927	(67)
Subtotal	<u>847.180</u>	<u>811.114</u>	<u>786.665</u>	<u>729.093</u>	<u>198.140</u>	<u>155.948</u>
Reversão recomposição tarifária extraordinária	-	-	-	-	(6.440)	(5.101)
Receita (reversão) revisão tarifária	-	-	-	-	(3.336)	-
Reversão energia livre	-	-	-	-	(1.555)	(1.188)
Disponibilização sistema de distribuição	-	-	-	-	3.131	356
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e contratos bilaterais	-	-	375	38	7	5.559
Subvenção à baixa renda - tarifa social	-	-	-	-	7.026	5.781
Outras receitas	-	-	-	-	1.429	3.087
Total	<u>847.180</u>	<u>811.114</u>	<u>787.040</u>	<u>729.131</u>	<u>198.402</u>	<u>164.442</u>

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Reajuste tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução 109, de 20 de abril de 2004, fixou o reajuste tarifário da COSERN em 15,11%, a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes, a partir de 22 de abril de 2004.

24. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE E CONTRATOS BILATERAIS

Compra	31/03/05		31/03/04	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE (*)	38.825	712	0,35	24

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(*) compra referente aos mês de março/2005 estimado

Venda	31/03/05		31/03/04	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
CCEE (*)	-	-	38	5.559
Ajustes	375	7	-	-
Total	375	7	38	5.559

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Os montantes de receitas/despesas, faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

25. RESULTADO OPERACIONAL

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	31/03/05	31/03/04
Receita Operacional Líquida	146.416	113.522
Custo e despesas operacionais		
Pessoal	(8.254)	(7.923)
Administradores	(234)	(367)
Entidade de previdência privada	(252)	(313)
Material	(1.566)	(1.562)
Serviço de terceiros	(8.020)	(7.855)
Conta consumo combustível - CCC	(6.888)	(3.005)
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	(316)	(267)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.651)	(288)
Energia elétrica comprada para revenda	(49.463)	(44.860)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(12.908)	(8.374)
Depreciação e amortização (B)	(8.621)	(8.347)
Tributos	(1.342)	(1.869)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(1.208)	(775)
Provisões líquidas - PCLD	(3.503)	(8.279)
Provisões líquidas - Contingências	1.586	392
Outras	(1.892)	(3.217)
	<u>(104.532)</u>	<u>(96.909)</u>
Resultado do Serviço (A)	41.884	16.613
Resultado Financeiro	(83)	2.936
Resultado Operacional	<u>41.801</u>	<u>19.549</u>
EBITDA* (LAJIDA**) = (A) - (B)	50.505	24.960

*EBITDA = Earnings before interest, tax, depreciation na amortization

**LAJIDA = Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

26. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Partes relacionadas	Natureza da operação.	31/03/05			31/12/04		31/03/04
		Ativo	Passivo	Receita (Despesa)	Ativo	Passivo	Receita (Despesa)
IBERENER	Dividendos/Juros sobre o capital próprio	-	906	-	-	906	-
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado	-	-	(176)	-	53	(133)
Termoaçu S/A	Valores a receber	27	-	-	27	-	4
NC Energia (b)	Valores a pagar	-	-	(333)	-	220	(147)
NC Energia (c)	Serviços de consultoria	-	19	(62)	-	17	(55)
	Total NC Energia	-	19	(395)	-	237	(202)
Celpe	Serviços compartilhados (d)	-	32	-	-	26	-
	Material/serviço	41	-	3	41	1	16
	Total Celpe	41	32	3	41	27	16
Coelba	Serviços compartilhados (d)	-	1.196	-	-	1.107	-
	Material/serviço	-	1	(12)	-	9	(28)
	Uso da rede	-	7	(16)	-	11	(21)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio	-	47.077	-	-	47.077	(1.166)
	Total Coelba	-	48.281	(28)	-	48.204	(1.215)
Neoenergia	Dividendos/Juros sobre o capital próprio	-	17.569	-	-	17.569	-

- (a) Amara Brasil - Contrato nº 44113998, vigência de 16/12/1998 até 15/05/2005. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.
- (b) NC Energia - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 01/10/2002 até 30/11/2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na data de revisão do reajuste tarifário.
- (c) NC Energia - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 01/01/2003 até 31/12/2005. O mesmo será atualizado anualmente.
- (d) Serviços compartilhados - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 05 de novembro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :
- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
 - otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco;
 - atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 04 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A Companhia vem adotando providências no sentido de atender a recomendação da ANEEL, já tendo realizado alterações no modelo que corresponderam à criação de estruturas organizacionais independentes em cada empresa, para as funções de: Regulação, Engenharia Básica e Normalização, Marketing e Riscos e Seguros. Ao mesmo tempo, firmou-se o compromisso de elaborar estudos para, dentro de prazo pré-determinado, efetivar a adequação das atividades de Informática e Suprimentos, com operações e atuações independentes mas de maneira sinérgica. Dessa forma, novos modelos para essas funções deverão ser implementados no primeiro semestre de 2005.

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Considerações gerais

A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

Atualmente a Companhia não possui dívida em moeda estrangeira.

Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Os valores contábeis, registrados em operação de empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes, com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

As contas e títulos a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$ 221.639 (R\$ 213.388 em 31 de dezembro de 2004), líquido da provisão para crédito de liquidação duvidosa. Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos.

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, restrito às concessionárias de serviço público de energia elétrica, estão compatíveis com o valor de tais operações, não sendo praticável descontá-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Fatores de risco

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 consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco, e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores, o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

Risco de Taxa de Juros

Este 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. A Companhia não possui operação de hedge de taxas de juros.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamento e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida (vide notas explicativas nº 15 e 16).

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

28. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de co-responsabilidade da patrocinadora.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 7,00% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 4,99% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 4,99% às contribuições normal e de risco e 2,01% à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de Contribuição Definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características, o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 6,04% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 4,01% correspondem à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,22% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81% à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	FASERN	
	31/03/05	31/03/04
Custo do imobilizado em curso	-	46
Despesas operacionais	252	313
Total	<u>252</u>	<u>359</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

29. EVENTOS SUBSEQÜENTES

Reajuste tarifário

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 103, de 18 de abril de 2005, fixou em 19,58% o índice médio de reajuste tarifário da COSERN, para o ano de 2005, sendo 15,08% para os consumidores atendidos em baixa tensão (residenciais e outros) e entre 27,41% e 22,09% para os consumidores de alta tensão (industriais e comerciais de médio e grande portes), vigente a partir de 22 de abril de 2005.

Os reajustes médios autorizados pela ANEEL incluem componentes relativos aos anos de 2004 e 2005, como o repasse de parcelas da Conta de Variação de Itens da Parcela (A) - CVA e do PIS/COFINS, além de ajustes ao processo de revisão tarifária periódica da empresa, realizado em 2003.

A aplicação do reajuste é diferenciada por categoria de consumo em consequência do realinhamento, eliminação gradual dos subsídios cruzados existentes na tarifa, como estabelece o Decreto nº 4.667, de abril de 2003.

Homologação tarifa do contrato inicial CHESF

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 98, de 18 de abril de 2005, homologou as novas tarifas do contrato inicial com CHESF, com vigência a partir de 22 de abril de 2005. Tais tarifas representam um reajuste médio de 9,73% na despesa com a compra de energia elétrica, relativa a esse contrato.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

(Valores expressos em milhares de reais)

1. ÁREA DE CONCESSÃO

A COSERN é uma Companhia distribuidora de energia elétrica, com atuação no Estado do Rio Grande do Norte, que atende a uma população estimada de 2.777 mil habitantes em 167 municípios. Sua área de concessão engloba 53.167 Km2, o que corresponde a 100% do território do Estado.

2. EVOLUÇÃO DO NEGÓCIO

2.1 MERCADO

2.1.1 CONSUMIDORES (*)

EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE CONSUMIDORES					
	31/03/05	31/03/04	Variação vertical %		Variação Horizontal %
			31/03/05	31/03/04	
Residencial	739.365	709.012	87,27	87,41	4,28
Industrial	4.424	4.395	0,52	0,54	0,66
Comercial	59.561	56.815	7,03	7,00	4,83
Rural	30.407	28.053	3,59	3,46	8,39
Poder público	9.286	9.448	1,10	1,16	(1,71)
Iluminação pública	2.718	1.979	0,32	0,24	37,34
Serviço público	1.328	1.322	0,16	0,16	0,45
Subtotal	847.089	811.024	99,99	99,99	4,45
Suprimento	1	1	0,00	0,00	0,00
Consumo próprio	90	89	0,01	0,01	1,12
Total	847.180	811.114	100,00	100,00	4,45

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

Em março de 2005, o número de consumidores apresentou um crescimento de 4,45% em relação ao mesmo período do ano anterior, o que significa um incremento de 36.066 novos consumidores.

As classes, Iluminação Pública e Rural, foram as que apresentaram os maiores crescimentos relativos, 37,34% e 8,39%, respectivamente, quando comparados os meses de março de 2005 e março de 2004. Em números absolutos, porém, a classe residencial foi a que apresentou maior evolução, com um aumento de 30.353 consumidores.

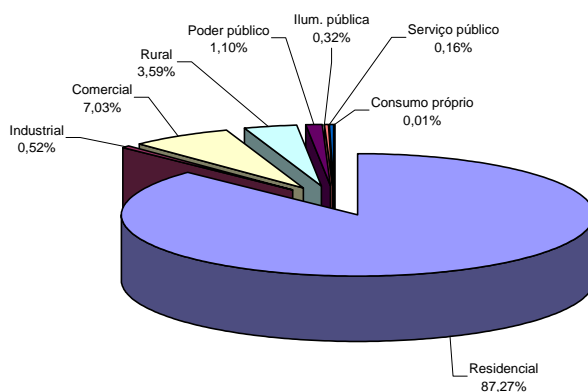
O número de consumidores residenciais corresponde a 87,27% do total de consumidores/contratos ativos, equivalente a 739.365 consumidores. De conformidade com a Resolução ANEEL nº 485/2002, que estabeleceu novos critérios para classificação dos consumidores de baixa renda, 54,40% dos consumidores residenciais se enquadram nessa categoria.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

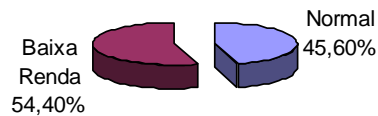
2.1.1.1 PARTICIPAÇÃO DE CONSUMIDORES POR CLASSE DE CONSUMO

1º Trimestre 2005



2.1.1.2 PARTICIPAÇÃO DO SEGMENTO BAIXA RENDA NA CLASSE RESIDENCIAL

1º Trimestre 2005



01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

2.1.2 CONSUMO (*)

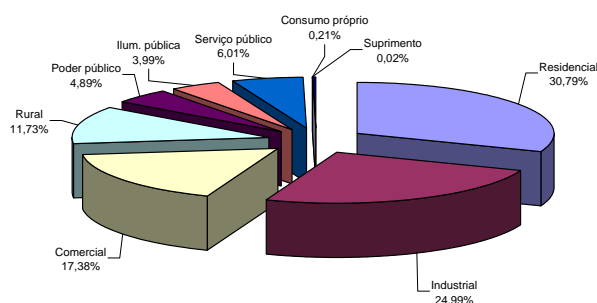
EVOLUÇÃO DO CONSUMO - MWh					
	1º Trimestre		Variação vertical %		Variação Horizontal %
	2005	2004	2005	2004	
Residencial	242.225	225.822	30,79	30,97	7,26
Industrial	196.595	202.649	24,99	27,79	-2,99
Comercial	136.717	121.015	17,38	16,60	12,98
Rural	92.260	70.389	11,73	9,65	31,07
Poder público	38.465	35.505	4,89	4,87	8,34
Iluminação pública	31.405	30.011	3,99	4,12	4,65
Serviço público	47.244	42.239	6,01	5,79	11,85
Subtotal	784.911	727.630	99,78	99,80	7,87
Suprimento	139	40	0,02	0,01	248,48
Consumo próprio	1.615	1.423	0,21	0,20	13,52
Total	786.665	729.093	100,00	100,00	7,90

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

No 1º trimestre de 2005, o fornecimento de energia elétrica da Companhia foi de 786.665 MWh contra 729.093 MWh no mesmo período do ano anterior, representando um crescimento de 7,90%. Em relação a participação das classes consumidoras, vale destacar que a classe rural ganhou participação, devido o reflexo da escassez das chuvas neste período, enquanto que a classe industrial apresentou um decréscimo, devido a saída de um grande cliente para o mercado livre.

2.1.2.1 PARTICIPAÇÃO NO MERCADO POR CLASSE

1º Trimestre 2005



05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

O Balanço Energético da Companhia indica que 38,43% da energia circulada pela rede da distribuidora foi proveniente da CHESF, sendo o restante (61,57%) atendido pela SAELPA, por produtores independentes e CCEE. Do montante da energia injetada, 79,04% foi destinado ao mercado próprio da distribuidora, enquanto 6,59% atendeu ao mercado livre, conforme a legislação do setor elétrico, que garante acesso à rede de distribuição aos consumidores que atendam aos requisitos de livre escolha do seu fornecedor de energia.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

4. INVESTIMENTOS

	1º Trimestre 2005	
	Investimento total	Subvenções recebidas
Distribuição	9.269	730
Comercialização	7	
Instalações Gerais	102	
	9.378	730

Os investimentos no 1º trimestre de 2005 atingiram o montante de R\$ 9.378 mil, destinados à expansão do sistema elétrico.

As principais obras em andamento são:

- Construção da LT 69 KV Serra Vermelha - Benfica
- Construção da LT 138 KV Açú II Guaporé (Circuito 2)
- Construção da SE Pipa
- Recondutoramento na LT 69 KV Natal II - Centro
- Aquisição de equipamentos de telecomunicação
- Ligação de novos clientes

Programa Luz Para Todos

Ligações previstas	12.000
Executadas em 2004	2.377
Executadas de janeiro a março de 2005	1.127
Em execução até 31/03/2005	1.059
Total	4.563

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

5.1 RESULTADO DO PERÍODO

5.1.1 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A COSERN apresentou, no primeiro trimestre de 2005, uma Receita Bruta 20,65% superior a alcançada no mesmo período de 2004. Dado que a variação nas deduções da receita foi de 2,09%, houve um crescimento da Receita Líquida em 28,98% quando comparados os primeiros trimestres dos exercícios 2005 e 2004.

Os fatores determinantes da variação na Receita Líquida foram:

- Reajuste tarifário médio de 15,11% ocorrido em abril de 2004 e o crescimento de 7,9% no consumo de energia, gerando uma receita de fornecimento a maior em R\$ 42.624;
- Redução na venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no valor de R\$ 5.552;
- Crescimento na receita pela disponibilização da rede de distribuição, correspondente a R\$ 2.775;
- Realização do ativo tarifário relativo à revisão tarifária de 2003, no valor de R\$ 3.336, provocando um ajuste (redução) na receita.

5.1.2 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais no primeiro trimestre de 2005 foram 7,9% superiores aos do mesmo trimestre do exercício de 2004. Os principais fatores que contribuíram para esse incremento foram:

- Aumento no custo da energia comprada em função de reajustes médios de 5,79% ocorridos nas tarifas da CHESF, em abril de 2004 e 19% no encargo de uso do sistema, em julho de 2004, bem como o aumento de 7,9% no consumo de energia, gerando um incremento de R\$ 9.137;
- Aumento de R\$ 3.883 na despesa da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, em função da menor constituição de CVA;
- Redução da Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD, no valor de R\$ 4.776.

5.1.3 RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

As Receitas Financeiras no primeiro trimestre de 2005 decresceram R\$1.962 mil em relação ao mesmo período de 2004. Contribuíram para essa redução os seguintes fatores:

- Atualização monetária de títulos a receber referente a fornecimento de energia em 2004;
- Reconhecimento da remuneração financeira da RTE de períodos anteriores em 2004;
- Em decorrência da quitação em 2004, dos contratos em moeda estrangeira, não houve receita de variação cambial em 2005.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

As Despesas Financeiras no primeiro trimestre de 2005 tiveram um acréscimo de R\$ 1.057 mil em relação ao mesmo trimestre de 2004. Esse aumento é decorrente do maior nível de taxa de juros indexadas ao CDI/SELIC no primeiro trimestre de 2005, em relação às taxas verificadas no mesmo período de 2004.

5.1.4 PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES DE RENTABILIDADE

Descrição	2005	2004
	1º Trimestre	1º Trimestre
Receita Bruta	198.402	164.442
Deduções da Receita Bruta	(51.986)	(50.920)
Receita Líquida	146.416	113.522
Custos de Bens e/ou Serviços Vendidos	(90.299)	(82.314)
Resultado Bruto	56.117	31.208
Margem Bruta	38,33	26,57
Despesas com Vendas/Gerais e Administrativas	(14.233)	(14.595)
Resultado do Serviço	41.884	16.613
Depreciação e Amortização	(8.621)	(8.347)
EBITDA	50.505	24.960
Margem do EBITDA	34,49	21,99
Margem Operacional	28,61	14,63
Resultado Financeiro	(83)	2.936
Resultado Operacional	41.801	19.549
Resultado Não Operacional	-	(722)
Resultado Antes da Tributação/Participações	41.801	18.827
IR e CSLL	(14.942)	(6.393)
Lucro Líquido do Período	26.859	12.434
Margem Líquida	18,34	10,95

Margem de Lucratividade:

A Margem Bruta de 38,33%, apresentada no primeiro trimestre de 2005, cresceu em relação a do mesmo período do ano anterior, 26,57%, principalmente em função do crescimento do fornecimento de energia elétrica.

Devido a esse aumento e à manutenção das Despesas com Vendas/Gerais e Administrativas no mesmo patamar em março de 2005, quando comparadas a março de 2004, houve crescimento da Margem Operacional (14,63% para 28,61%) e da Margem Líquida (10,95% para 18,34%).

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	31/03/05	31/12/04
Dívida Total Líquida	399.956	435.693
Dívida Total/EBITDA	1,73	3,44
Dívida Total/Dívida Total + Patrimônio Líquido	46,81%	50,58%
Dívida de Curto Prazo/Dívida Total	11,89%	17,34%
Patrimônio Líquido/Ativo Total	38,68%	36,73%

*EBITDA – análise dos últimos 12 meses

O Banco Central do Brasil manteve no primeiro trimestre de 2005 o processo de ajuste macroeconômico visando o controle da inflação, promovendo sucessivos aumentos da taxa de juros básica da economia, a SELIC, nas reuniões do COPOM dos meses de janeiro, fevereiro e março.

Nesse contexto de elevação de taxas de juros, a estratégia adotada pela Companhia tem sido a de reduzir o seu nível de endividamento e de alongar o prazo médio da dívida, com redução dos spreads. Adicionalmente, a Companhia tem buscado financiar os investimentos mediante captação de recursos de longo prazo em bancos de fomento.

Aderente à estratégia definida, a Companhia reduziu o nível de endividamento no 1º trimestre de 2005 em relação ao 1º trimestre de 2004

Considerando o contexto de elevação da taxa de juros pelo Banco Central, tanto o movimento de redução e rolagem de parte da dívida quanto o financiamento obtido no BNB proporcionam economia expressiva à COSERN. No caso do BNB, cujo financiamento tem taxa pré-fixada efetiva de 11,36% ao ano, a economia anual da Companhia é estimada em cerca de R\$ 4 milhões por ano, durante os próximos 4 anos, correspondentes ao período de carência do financiamento. Já a redução da dívida em R\$ 8 milhões no primeiro trimestre de 2005 proporciona economia anual estimada em R\$ 1,6 milhões, mantido o perfil de endividamento da Companhia.

OUTROS INDICADORES (*)

	31/03/05	31/03/04
Número de empregados	655	632
Número de consumidores	847.180	811.114
Consumidores/Empregados	1.293	1.283
Receita Operacional Líquida/Empregados	224	180

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

Em março de 2005 o quadro de empregados da COSERN apresentou crescimento de 3,6% em relação a março de 2004. O crescimento de 4,4% no número de consumidores e de 28,98% na Receita Operacional Líquida contribuíram para a elevação dos índices Consumidores/Empregados e ROL/Empregados.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

6. ANÁLISE DA RENTABILIDADE

<div>Receita Bruta</div> <div>198.402</div> <div>164.442</div>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		</	
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----	--

A Taxa de Retorno sobre o Patrimônio Líquido (ROE) acumulada no primeiro trimestre de 2005 foi de 5,91% e de 2,92% para o mesmo período do ano anterior, um crescimento de 102,4%, justificado pelo aumento da Taxa de Retorno sobre o Ativo Total (ROA).

A Taxa de Retorno sobre o Ativo Total (ROA) teve um crescimento de 114,2% em março de 2005, comparado a março de 2004, em função do crescimento da Margem Líquida explicada anteriormente no item 5.1.4.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

10.01 - CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

1 - ITEM	01
2 - Nº ORDEM	2ª
3 - Nº REGISTRO NA CVM	CVM/SRE/DEB/2004/025
4 - DATA DO REGISTRO CVM	19/08/2004
5 - SÉRIE EMITIDA	UN
6 - TIPO DE EMISSÃO	SIMPLES
7 - NATUREZA EMISSÃO	PÚBLICA
8 - DATA DA EMISSÃO	01/06/2004
9 - DATA DE VENCIMENTO	01/06/2008
10 - ESPÉCIE DA DEBÊNTURE	REAL
11 - CONDIÇÃO DE REMUNERAÇÃO VIGENTE	CDI + 2,5% a.a
12 - PRÊMIO/DESÁGIO	
13 - VALOR NOMINAL (Reais)	100.000,00
14 - MONTANTE EMITIDO (Reais Mil)	120.000
15 - Q. TÍTULOS EMITIDOS (UNIDADE)	1.200
16 - TÍTULO CIRCULAÇÃO (UNIDADE)	1.200
17 - TÍTULO TESOURARIA (UNIDADE)	0
18 - TÍTULO RESGATADO (UNIDADE)	0
19 - TÍTULO CONVERTIDO (UNIDADE)	0
20 - TÍTULO A COLOCAR (UNIDADE)	0
21 - DATA DA ÚLTIMA REPACTUAÇÃO	
22 - DATA DO PRÓXIMO EVENTO	01/06/2005

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

Aos

Acionistas e Administradores da

Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

Natal – RN

1. Efetuamos uma revisão especial das informações trimestrais - ITR da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN referente ao trimestre findo em 31 de março de 2005, elaboradas sob a responsabilidade de sua Administração, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, compreendendo o balanço patrimonial, a respectiva demonstração do resultado e o relatório de desempenho.
 2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, de: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia, quanto aos principais critérios adotados na elaboração das informações trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subsequentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e nas operações da Companhia..
 3. Baseados em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas informações trimestrais referidas no parágrafo 1 para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários especificamente aplicáveis à elaboração das informações trimestrais obrigatórias.
 4. Conforme mencionado na nota explicativa nº 3 às Informações Trimestrais, em decorrência da revisão tarifária periódica prevista nos contratos de concessão das empresas distribuidoras de energia elétrica, em 16 de abril de 2003, a ANEEL fixou em caráter provisório o reposicionamento tarifário da Companhia resultando em um aumento de 11,49%, aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 22 de abril de 2003. Em 20 de abril de 2004, a ANEEL alterou esse percentual para 14,54% gerando uma receita, contabilizada no exercício de 2004, de R\$ 13.209 mil. Em 18 de abril de 2005, a ANEEL homologou o resultado da primeira revisão tarifária periódica da Companhia fixando, em caráter definitivo, o reposicionamento tarifário em 14,99%, com efeito retroativo a 22 de abril de 2003.
 5. Os demais assuntos regulatórios que impactam as demonstrações contábeis estão descritos nas notas explicativas nº 3 (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica- CCEE), nº 5 (Acordo Geral do Setor Elétrico), nº 7 (valores Tarifários não Gerenciáveis a Compensar) e nº 12 (Ativo regulatório PIS e COFINS).
-

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

6. Anteriormente, auditamos o balanço patrimonial levantado em 31 de dezembro de 2004, e emitimos parecer, datado de 17 de janeiro de 2005, contendo parágrafo de ênfase quanto aos assuntos mencionados nos parágrafos 4 e 5 acima. A demonstração do resultado referente ao trimestre findo em 31 de março de 2004, apresentada para fins de comparação, foi revisada por nós, e emitimos relatório de revisão especial datado de 23 de abril de 2004, sem ressalvas.

Salvador, 18 de abril de 2005.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC – Nº 2 SP 011.609/O-8-F “RN”

José Othon Tavares de Almeida
Contador
CRC – BA – Nº 013.212/O

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL

CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS

ITR - INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Data-Base - 30/06/2004

EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

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 01813-9	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	3 - CNPJ 08.324.196/0001-81
4 - NIRE 24300000502		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO Rua Mermoz, 150		2 - BAIRRO OU DISTRITO Baldo	
3 - CEP 59025-250	4 - MUNICÍPIO Natal		5 - UF RN
6 - DDD 084	7 - TELEFONE 215-6104	8 - TELEFONE 215-6105	9 - TELEFONE 215-6100
10 - TELEX	11 - DDD 084	12 - FAX 215-6242	13 - FAX -
14 - FAX -	15 - E-MAIL cosern@cosern.com.br		

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME						
Erik da Costa Breyer						
2 - ENDEREÇO COMPLETO				3 - BAIRRO OU DISTRITO		
Rua Mermoz, 150				Baldo		
4 - CEP		5 - MUNICÍPIO			6 - UF	
59025-250		Natal			RN	
7 - DDD	8 - TELEFONE		9 - TELEFONE		10 - TELEFONE	11 - TELEX
084	215-6104		215-6105		-	
12 - DDD	13 - FAX		14 - FAX		15 - FAX	
084	215-6242		-		-	
16 - E-MAIL						
ebreyer@cosern.com.br						

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2004	31/12/2004	2	01/04/2004	30/06/2004	1	01/01/2004	31/03/2004
9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes						10 - CÓDIGO CVM 00385-9	
11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO José Othon Tavares de Almeida						12 - CPF DO RESP. TÉCNICO 182.774.975-04	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Mil)	1 - TRIMESTRE ATUAL 30/06/2004	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/03/2004	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 30/06/2003
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	129.746	129.746	129.746
2 - Preferenciais	38.328	38.328	38.328
3 - Total	168.074	168.074	168.074
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
Privada Nacional
4 - CÓDIGO ATIVIDADE
112 - Energia elétrica
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL
Serviço Público de Energia Elétrica
6 - TIPO DE CONSOLIDADO
Não Apresentado
7 - TIPO DO RELATÓRIO DOS AUDITORES
Sem Ressalva

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL
----------	----------	------------------------

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - TIPO AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
----------	------------	---------------	--------------	------------------	---------------	-------------------------------

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

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	6 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)
				7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Mil)	

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
13/8/2004	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/06/2004	4 - 31/03/2004
1	Ativo Total	1.153.489	1.090.560
1.01	Ativo Circulante	250.370	188.611
1.01.01	Disponibilidades	7.702	8.499
1.01.01.01	Numerário disponível	7.686	8.315
1.01.01.02	Aplicações financeiras	16	184
1.01.02	Créditos	242.078	179.427
1.01.02.01	Consumidores, conces. e permissionárias	148.877	121.395
1.01.02.02	Títulos a receber	26.725	31.832
1.01.02.03	Recomp. tarifária racionamento - líquida	22.457	22.834
1.01.02.04	Energia livre - racionamento	3.787	4.117
1.01.02.05	Bônus racionamento (líquido sobretaxa)	1.106	1.106
1.01.02.06	Valores tarifários ã gerenc. a compensar	20.965	18.936
1.01.02.07	Gastos incrementais c/ rac. a recuperar	710	1.573
1.01.02.08	Repasse de empréstimos e financiamentos	81	106
1.01.02.09	(-) Prov. cré. liquidação duvidosa	(24.368)	(52.528)
1.01.02.10	Serviços em curso	745	415
1.01.02.11	Títulos e valores mobiliários	813	534
1.01.02.12	Tributos e contrib. sociais a compensar	18.872	7.752
1.01.02.13	IR e CS diferidos	2.112	2.559
1.01.02.14	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	10.155	10.183
1.01.02.19	Outros créditos	9.041	8.613
1.01.03	Estoques	590	685
1.01.04	Outros	0	0
1.02	Ativo Realizável a Longo Prazo	580.728	583.577
1.02.01	Créditos Diversos	580.728	583.577
1.02.01.01	Consumidores, conces. e permissionárias	17.659	18.970
1.02.01.02	Títulos a receber	153.969	142.560
1.02.01.03	Recomp. tarifária racionamento - líquida	115.446	114.782
1.02.01.04	Energia livre - racionamento	32.794	32.439
1.02.01.05	Valores tarifários ã gerenc. a compensar	13.214	15.224
1.02.01.07	Repasse de empréstimos e financiamentos	178	194
1.02.01.08	Tributos e contrib. sociais a compensar	9.772	9.242
1.02.01.09	Benef. fiscal-ágio incorp. controladora	164.168	166.693
1.02.01.10	IR e CS diferidos	56.605	67.756
1.02.01.11	Depósitos judiciais	10.074	10.256
1.02.01.12	Bens destinados a alienação	44	44
1.02.01.19	Outros créditos	6.805	5.417
1.02.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0
1.02.02.01	Com Coligadas	0	0
1.02.02.02	Com Controladas	0	0
1.02.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0
1.02.03	Outros	0	0
1.03	Ativo Permanente	322.391	318.372
1.03.01	Investimentos	10	10
1.03.01.01	Participações em Coligadas	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/06/2004	4 - 31/03/2004
1.03.01.02	Participações em Controladas	0	0
1.03.01.03	Outros Investimentos	10	10
1.03.02	Imobilizado	322.381	318.311
1.03.02.01	Imobilizado em Serviço	596.121	590.851
1.03.02.02	(-) Depreciação Acumulada	(246.095)	(238.034)
1.03.02.03	Imobilizado em Curso	49.452	41.357
1.03.02.04	(-) Obrigações Especiais	(77.097)	(75.863)
1.03.03	Diferido	0	51
1.03.03.19	Outras despesas diferidas	0	51

SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
CVM - COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
ITR - INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS **Data-Base - 30/06/2004**
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS

Divulgação Externa

Legislação Societária

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 30/06/2004	4 - 31/03/2004
2	Passivo Total	1.153.489	1.090.560
2.01	Passivo Circulante	391.993	377.628
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	266.482	260.039
2.01.01.01	Empréstimos e financiamentos	248.889	232.148
2.01.01.02	Encargos de dívida	8.438	11.733
2.01.01.03	Swap (líquido)	9.155	16.158
2.01.02	Debêntures	0	0
2.01.03	Fornecedores	38.029	38.041
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	39.879	36.755
2.01.04.01	Tributos e contribuições sociais	17.808	17.464
2.01.04.02	Tributos e contrib. sociais diferidos	12.709	8.667
2.01.04.03	Programa de Recuperação Fiscal - REFIS	1.731	2.242
2.01.04.04	Taxas regulamentares	7.631	8.382
2.01.05	Dividendos a Pagar	148	1.992
2.01.05.01	Dividendos e juros sobre capital próprio	148	1.992
2.01.06	Provisões	18.400	18.224
2.01.06.01	Provisões contingências	18.400	18.224
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	7
2.01.07.01	Coligada, controlada e controladora	0	7
2.01.08	Outros	29.055	22.570
2.01.08.01	Energia livre - racionamento	3.977	4.180
2.01.08.02	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	2.082	2.631
2.01.08.03	Folha de pagamento	1.144	1.073
2.01.08.05	Entidade de previdência privada	523	1.035
2.01.08.06	Obrigações estimadas	17.166	8.871
2.01.08.07	Adiantamentos recebidos	609	442
2.01.08.08	Consumidores - devolução baixa renda	343	414
2.01.08.19	Outras contas a pagar	3.211	3.924
2.02	Passivo Exigível a Longo Prazo	276.101	281.616
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	171.929	176.669
2.02.01.01	Empréstimos e financiamentos	171.929	176.669
2.02.02	Debêntures	0	0
2.02.03	Provisões	14.196	14.172
2.02.03.01	Provisão para contingências	14.196	14.172
2.02.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	712	964
2.02.04.01	Coligada, controlada e controladora	0	964
2.02.05	Outros	89.264	89.811
2.02.05.01	Energia livre - racionamento	28.962	29.732
2.02.05.02	Valores tarif. ã gerenc. a compensar	1.912	1.875
2.02.05.04	Tributos e contrib. sociais diferidos	55.757	55.593
2.02.05.19	Outras contas a pagar	2.633	2.611
2.03	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.05	Patrimônio Líquido	485.395	431.316
2.05.01	Capital Social Realizado	140.413	140.413
2.05.02	Reservas de Capital	232.049	229.003

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -30/06/2004	4 -31/03/2004
2.05.02.01	Reserva especial de capital	216.927	216.927
2.05.02.02	Incentivos fiscais - ADENE	8.338	5.292
2.05.02.19	Outras	6.784	6.784
2.05.03	Reservas de Reavaliação	0	0
2.05.03.01	Ativos Próprios	0	0
2.05.03.02	Controladas/Coligadas	0	0
2.05.04	Reservas de Lucro	49.466	49.466
2.05.04.01	Legal	18.962	18.962
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	30.504	30.504
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	63.467	12.434

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - Código CVM	2 - Denominação Social	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - Código	2 - Descrição	3 - 01/04/2004 a 30/06/2004	4 - 01/01/2004 a 30/06/2004	5 - 01/04/2003 a 30/06/2003	6 - 01/01/2003 a 30/06/2003
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	192.310	356.752	140.506	275.192
3.01.01	Fornecimento de Energia Elétrica	178.094	334.043	140.423	274.323
3.01.02	Suprimento de Energia Elétrica/MAE	497	6.056	(682)	(466)
3.01.03	Disponibilização sistema de distribuição	2.540	2.896	137	257
3.01.04	Subvenção à baixa renda (tarifa social)	5.589	11.370	5.738	11.141
3.01.05	Reversão recomp. tarifária racionamento	(6.166)	(11.268)	(4.839)	(9.808)
3.01.06	Reversão energia livre racionamento	(1.489)	(2.676)	(1.145)	(1.757)
3.01.08	Receita (rev) recomp. revisão tarifária	10.232	10.232	0	0
3.01.19	Outras receitas operacionais	3.013	6.099	874	1.502
3.02	Deduções da Receita Bruta	(46.896)	(93.689)	(33.409)	(66.209)
3.02.01	ICMS	(29.267)	(54.047)	(23.118)	(44.635)
3.02.02	PIS	(1.798)	(2.690)	(71)	(1.566)
3.02.03	COFINS	(7.235)	(18.762)	(4.110)	(8.018)
3.02.04	ISS	(24)	(41)	(7)	(9)
3.02.05	Quota p/ reserva global de reversão-RGR	(1.600)	(3.558)	(1.904)	(3.427)
3.02.06	Encargo de capacidade emergencial-ECE	(6.977)	(13.575)	(4.199)	(8.554)
3.02.07	Encargo de aquisição energia emergencial	5	(1.016)	0	0
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	145.414	263.063	107.097	208.983
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(51.113)	(137.508)	(77.513)	(147.608)
3.04.01	Pessoal	(5.747)	(10.458)	(3.309)	(6.418)
3.04.02	Entidade de previdência privada	(165)	(316)	(129)	(243)
3.04.03	Material	(1.058)	(1.972)	(890)	(1.773)
3.04.04	Serviço de terceiros	(2.946)	(5.684)	(2.398)	(4.815)
3.04.05	Subvenção-conta consumo combustível-CCC	(3.457)	(6.462)	(2.699)	(9.837)
3.04.06	Conta de desenvolvimento energético-CDE	(1.108)	(1.883)	(612)	(612)

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/04/2004 a 30/06/2004	4 - 01/01/2004 a 30/06/2004	5 - 01/04/2003 a 30/06/2003	6 - 01/01/2003 a 30/06/2003
3.04.07	Taxa de fiscalização - ANEEL	(308)	(575)	(215)	(386)
3.04.08	Energia elétrica comprada p/ revenda	(49.443)	(97.505)	(42.756)	(77.564)
3.04.09	Encargo de uso sistema transmissão	(14.835)	(24.007)	(9.271)	(15.885)
3.04.10	Energia livre - repasse a geradora	0	(10)	0	0
3.04.11	Depreciação e amortização	(7.395)	(14.785)	(7.001)	(13.879)
3.04.12	Provisões líquidas - PDD	35.632	27.352	(7.809)	(15.740)
3.04.13	Tributos	(37)	(112)	(127)	(142)
3.04.19	Outras	(124)	(711)	(297)	(314)
3.04.20	Custo do serviço prestado a terceiros	(122)	(380)	0	0
3.05	Resultado Bruto	94.301	125.555	29.584	61.375
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(16.635)	(28.340)	(11.911)	(35.353)
3.06.01	Com Vendas	(5.610)	(11.525)	2.734	(1.127)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(8.234)	(16.960)	(11.733)	(21.881)
3.06.03	Financeiras	(2.791)	145	(2.912)	(12.345)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	12.145	31.425	15.820	32.680
3.06.03.01.01	Renda de aplicação financeira	18	143	48	387
3.06.03.01.02	Juros/comis. e acrésc. morat. de energia	7.059	14.994	3.592	6.576
3.06.03.01.03	Rem. fin. da recomposição tarifária	6.453	14.553	10.745	20.948
3.06.03.01.04	Operações swap (líquidas)	7.591	6.093	(32.276)	(52.507)
3.06.03.01.05	Variação cambial e monetária (líquida)	(10.489)	(5.207)	33.721	55.979
3.06.03.01.19	Outras receitas financeiras	1.513	849	(10)	1.297
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(14.936)	(31.280)	(18.732)	(45.025)
3.06.03.02.01	Encargos de dívidas	(14.860)	(27.771)	(17.635)	(43.075)
3.06.03.02.19	Outras despesas financeiras	(76)	(3.509)	(1.097)	(1.950)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01813-9	CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/04/2004 a 30/06/2004	4 - 01/01/2004 a 30/06/2004	5 - 01/04/2003 a 30/06/2003	6 - 01/01/2003 a 30/06/2003
3.06.05	Outras Despesas Operacionais		0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial		0	0	0
3.07	Resultado Operacional	77.666	97.215	17.673	26.022
3.08	Resultado Não Operacional	(3)	(724)	(432)	(184)
3.08.01	Receitas	27	49	11	299
3.08.02	Despesas	(30)	(773)	(443)	(483)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	77.663	96.491	17.241	25.838
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(6.686)	(10.948)	(5.583)	(4.874)
3.11	IR Diferido	(19.944)	(22.076)	(307)	(4.123)
3.11.01	IR e Contribuição Social Diferidos	(17.392)	(16.971)	2.224	939
3.11.02	Amortização ágio e reversão PMIPL	(2.552)	(5.105)	(2.531)	(5.062)
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	51.033	63.467	11.351	16.841
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Mil)	168.074	168.074	168.074	168.074
	LUCRO POR AÇÃO	0,30363	0,37761	0,06754	0,10020
	PREJUÍZO POR AÇÃO				

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(Valores expressos em milhares de reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, é concessionária de serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou aos Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério das Minas e Energia.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

3. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição do contas a receber:

Consumidores/Concessionárias e Permissionárias	Saldo vencidos	Saldo vencidos		Total		Provisão para créditos de liquidação duvidosa	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	30/06/04	31/03/04	30/06/04	31/03/04
Setor Privado	32.375	19.786	20.096	72.257	59.915	(9.788)	(5.851)
Residencial	10.318	10.499	2.360	23.177	20.059	(2.360)	(514)
Industrial	11.938	2.614	3.815	18.367	17.024	(1.854)	(3.356)
Comercial, serviços e outras	7.856	4.811	3.470	16.137	11.139	(2.077)	(676)
Rural	2.263	1.862	10.451	14.576	11.693	(3.497)	(1.305)
Setor Público	12.652	5.993	14.240	32.885	30.078	(4.642)	(5.874)
Poder público	4.811	4.192	7.842	16.845	17.850	(2.462)	(3.220)
Iluminação pública	1.890	1.291	4.083	7.264	8.379	(1.675)	(2.491)
Serviço público	5.951	510	2.315	8.776	3.849	(505)	(163)
PDD, confissões de dívidas e outras						(9.938)	(40.803)
Fornecimento não faturado	20.381			20.381	18.920		
Reposicionamento tarifário	10.232			10.232			
Subtotal - Consumidores	75.640	25.779	34.336	135.755	108.913	(24.368)	(52.528)
MAE - Mercado Atacadista de Energia				19.346	19.899		
Outros				11.435	11.553		
Total				166.536	140.365	(24.368)	(52.528)
Ativo circulante				(148.877)	(121.395)	24.368	52.528
Ativo realizável a longo prazo				17.659	18.970		

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída de acordo com a norma do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração da Companhia suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber, inclusive títulos a receber. A Companhia efetuou as baixas de contas a receber de consumidores de valores inferiores a R\$ 5 nos termos da Lei nº 9.430.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL.

A Companhia reverteu o montante de R\$ 35.989 de provisão para créditos de liquidação duvidosa constituída para o cliente Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, cuja dívida foi repactuada em 30 de março 2004, no total de 227 parcelas atualizadas anualmente pelo IPCA.

Mercado Atacadista de Energia – MAE

Os valores correspondentes às operações junto ao Mercado Atacadista de Energia - MAE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pelo mesmo.

As operações realizadas até o 2º trimestre de 2004 geraram um direito de crédito de R\$ 6.054, dos quais R\$ 5.554 foram efetivamente recebidos.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As operações no MAE, do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003, após conclusão dos trabalhos da auditoria, geraram um direito de crédito para a COSERN no valor de R\$ 84.238 (valor histórico), dos quais R\$ 67.620 foram efetivamente recebidos até o mês de junho de 2004, R\$ 12.321 encontram-se em litígio judicial e R\$ 6.525 estão sendo negociados diretamente com os agentes.

Os valores da energia de curto prazo podem estar sujeitos a modificações, dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

Reposicionamento Tarifário

A ANEEL, através da Resolução nº 200, de 16 de abril de 2003, estabeleceu os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, e fixou o reposicionamento tarifário provisório de 11,49% a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes.

A Resolução homologatória nº 101, de 20 de abril de 2004, complementou os resultados da primeira revisão tarifária da Companhia, e fixou o reposicionamento tarifário provisório de 14,54%, 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 3 de setembro de 2002 e Nota Técnica nº 178 de 30 de julho de 2003.

A perda ocorrida entre 22 de abril de 2003 a 21 de abril de 2004 foi considerada no reajuste de 2004, na forma de Ajuste da Revisão Tarifária Periódica do ano de 2003 e o seu valor reconhecido como Ativo Regulatório a ser compensado nos 12 meses posteriores ao reajuste tarifário vigente, de acordo com a Resolução homologatória nº 109, de 20 de abril de 2004.

4. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se aos parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia em atraso e de prestação de serviços.

	Saldo vencidos	Vencidos		Total	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	30/06/04	31/03/04
Setor público	164.110	1.304	11.955	177.369	171.000
Setor privado	2.649	164	512	3.325	3.392
Total	166.759	1.468	12.467	180.694	174.392
Ativo circulante				(26.725)	(31.832)
Ativo realizável a longo prazo				153.969	142.560

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

5. ACORDO GERAL DO SETOR ELÉTRICO

Os principais itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

a) Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica

Composição	Valor
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	130.237
Remuneração financeira da perda da receita	68.312
(-) Provisão para ajuste do valor de realização	(13.730)
(-) Reversão acumulada	(47.203)
Total em 31 de março de 2004	137.616
Remuneração financeira da perda da receita	6.453
(-) Provisão para ajuste do valor de realização	
(-) Reversão no trimestre	(6.166)
Total em 30 de junho de 2004	137.903
Ativo circulante	(22.457)
Ativo realizável a longo prazo	115.446

A Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, alterou o prazo máximo de recuperação para 102 meses, excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A", relativos ao período de 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001. A Companhia avaliou a recuperação em função dos prazos e manteve a provisão para realização constituída em 31 de março de 2004 no valor de R\$ 13.730.

b) Energia livre - racionamento

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

Os valores contabilizados em 30 de junho de 2004 como energia livre, têm a seguinte composição:

	Ativo		Passivo	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Energia livre	8.546	25.369	8.545	25.369
Transferência para circulante	928	(928)	928	(928)
Ajuste valor homologado Resolução ANEEL nº 001/2004		10		10
Tributos e encargos setoriais			(386)	(2.782)
Reclassificação de encargos			(75)	75
(-) Reversão acumulada	(5.357)		(4.832)	
Remuneração financeira		7.988		7.988
Total em 31 de março de 2004	4.117	32.439	4.180	29.732
Transferência para circulante	1.158	(1.158)	1.158	(1.158)
Tributos e encargos setoriais				(1.212)
Reclassificação de encargos			(87)	87
(-) Reversão no trimestre	(1.488)		(1.274)	
Remuneração financeira		1.513		1.513
Total em 30 de junho de 2004	3.787	32.794	3.977	28.962

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 18,1719% sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

Em 12 de janeiro de 2004, a ANEEL editou a Resolução nº 001 homologando novo valor da energia livre relativa ao período de 01 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002 e através da Resolução nº 45, de 03 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre, para 19,4527%.

c) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (Vide nota explicativa nº 7)

A conta de compensação de variação de valores de itens da “Parcela A” – CVA registra as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	Ativo longo prazo	Passivo longo prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível – CCC	1.201	
Reserva global de reversão – RGR		664
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE	94	
Encargos de conexão no sistema de transmissão		1.248
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	3.511	
Energia comprada para revenda	7.779	
Total em 30 de junho de 2004	<u>12.585</u>	<u>1.912</u>
Total em 31 de março de 2004	<u>12.138</u>	<u>1.844</u>

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da “Parcela A”, referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A”.

d) Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu, inicialmente, financiamento no valor de R\$ 115.998, para suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do setor

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

elétrico. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC + 1% a.a, sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

6. ENCARGOS DE CAPACIDADE EMERGENCIAL E DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (KWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico.

Encargo de capacidade emergencial - ECE

A ANEEL, através da Resolução nº 496, de 26 de setembro de 2003, estabeleceu o novo valor de R\$ 0,0085 KWh, referente ao encargo de capacidade emergencial, que decorre da contratação de capacidade de geração ou potência, para atender o consumidor final do sistema elétrico interligado nacional.

Encargo de aquisição de energia elétrica emergencial - EAEE

A ANEEL, através da Resolução nº 728, de 30 de dezembro de 2003, estabeleceu o encargo de aquisição de energia elétrica, que decorre da utilização de usinas termelétricas emergenciais, devido ao risco do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, no valor de R\$ 0,0046 KWh, o qual foi cobrado temporariamente dos consumidores nos meses de janeiro e fevereiro de 2004.

7. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Os montantes e variação dos itens de custo da "Parcela A" devem ser neutros, isto é, repassados integralmente para as tarifas. As variações de custos de energia comprada, em decorrência do início da redução dos contratos iniciais (25%), foram reconhecidas no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2003. As variações de custos de energia comprada, ocorridos nos períodos de 1º de janeiro de 2003 a 22 de abril de 2003, e de 01 de janeiro de 2004 a 22 de abril de 2004, foram reconhecidos no reposicionamento tarifário de 22 de abril de 2004.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Os valores correspondentes aos períodos de 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003 e 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004 já estão sendo recuperados através do último reajuste tarifário de 22 de abril de 2004, e ao período de 23 de março de 2004 a 23 de março de 2005 será recuperado no próximo reajuste tarifário.

Composição	Ativo			Passivo		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Parcela A - 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001 (vide nota 5, letra c)		12.585	12.585		1.912	1.912
CVA - 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2002	79		79			
CVA - 23 de março de 2002 a 22 de março de 2003	3.826	585	4.411	2.082		2.082
CVA - 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004	14.267	44	14.311			
CVA - 23 de março de 2004 a 21 de março de 2005	2.793		2.793			
Total em 30 de junho de 2004	20.965	13.214	34.179	2.082	1.912	3.994
Total em 31 de março de 2004	18.936	15.224	34.160	2.631	1.875	4.506

8. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia procede as retenções e/ou antecipações, para posterior compensação, de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazos estão assim constituídos:

	30/06/04		31/03/04	
	Ativo circulante	Realizável longo prazo	Ativo circulante	Realizável longo prazo
IR sobre aplicação financeira	1		37	
IR antecipado e do ano	7.678		2.559	
Incentivo fiscal ADENE	3.686		640	
CSLL antecipada do ano	3.739		1.028	
IRRF swap	140			
PIS e COFINS a compensar	2.407		2.342	
COFINS órgãos públicos	231		308	
PIS órgãos públicos	50		67	
IR órgãos públicos	92		125	
CSLL órgãos públicos	76		104	
ICMS a recuperar CIAP	755	9.772	524	9.242
Outros	17		18	
Total	18.872	9.772	7.752	9.242

Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado.

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

9. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém Imposto de Renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9%, conforme demonstrado abaixo:

	30/06/04		31/03/04	
	Base de cálculo	Tributo diferido ativo	Base de cálculo	Tributo diferido ativo
Imposto de Renda	191.043	47.760	225.080	56.270
Prejuízos fiscais	71.961	17.990	83.147	20.787
Diferenças temporárias	119.082	29.770	141.933	35.483
Contribuição Social	121.743	10.957	156.047	14.045
Base negativa	30.053	2.705	41.505	3.736
Diferenças temporárias	91.690	8.252	114.542	10.309
Total		58.717		70.315
Ativo circulante		(2.112)		(2.559)
Ativo realizável a longo prazo		56.605		67.756

Estudos técnicos de viabilidade, aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir.

Expectativa de realização	2004	2005	2006	2007	2008	2009 - 2012	Total
Imposto de Renda	1.433	3.152	2.817	4.632	5.874	29.852	47.760
Contribuição Social	679	920	1.292	2.114	2.695	3.257	10.957
							58.717

Os estudos técnicos acima mencionados correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura da Companhia e do mercado que a mesma opera.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

10. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Com o objetivo de evitar que a amortização do ágio afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas das distribuidoras controladas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL), de acordo com o estabelecido na Instrução CVM nº 349, de 6 de março de 2001.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, as controladas mantêm o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 30 de junho de 2004 e 31 de março de 2004 são como segue:

Balanco:	30/06/04	31/03/04
Ágio – incorporado	638.018	638.018
Provisão	(463.695)	(461.142)
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	174.323	176.876
Ativo circulante	(10.155)	(10.183)
Ativo realizável a longo prazo	164.168	166.693
Resultado	30/06/04	31/03/04
Amortização do ágio	15.015	7.508
Reversão da provisão	(9.910)	(4.955)
Crédito fiscal	(5.105)	(2.553)
Efeito líquido no resultado		

Como demonstrado, a amortização do ágio, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, conseqüentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios.

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas demonstrações contábeis, o valor líquido total de R\$ 164.168, em 30 de junho de 2004, que em essência representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e realizável a longo prazo como Benefício fiscal ágio incorporado, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

11. OUTROS CRÉDITOS

Composição	30/06/04	31/03/04
Subvenção à baixa renda - tarifa social	3.881	3.738
Devedores diversos	1.632	2.424
Serviços prestados a terceiros	1.295	1.238
Despesas antecipadas	6.462	4.844
Outros	2.576	1.786
Total	15.846	14.030
Ativo circulante	(9.041)	(8.613)
Ativo realizável a longo prazo	6.805	5.417

12. IMOBILIZADO

Por atividade o imobilizado está constituído da seguinte forma:

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	30/06/04				31/03/04	
		Custo	Depreciação e amortização acumulada	Subtotal	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço							
Distribuição	5,31	565.747	(229.014)	336.733	(54.420)	282.313	287.406
Comercialização	18,10	12.317	(7.766)	4.551		4.551	5.113
Administração	11,63	18.057	(9.315)	8.742		8.742	6.794
Subtotal		596.121	(246.095)	350.026	(54.420)	295.606	299.313
Em curso							
Distribuição		47.727		47.727	(22.677)	25.050	15.264
Comercialização		7		7		7	7
Administração		1.718		1.718		1.718	3.727
Subtotal		49.452		49.452	(22.677)	26.775	18.998
Total		645.573	(246.095)	399.478	(77.097)	322.381	318.311

O imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão.

Universalização

A ANEEL, através da Resolução nº 223 de 29 de abril de 2003, alterada pela Resolução Normativa nº 52 de 25 de março de 2004, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios dando ênfase aos municípios com menor índice de eletrificação e limitou esses atendimentos a apenas novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), com carga instalada de até 50 kW.

A Companhia submeteu à ANEEL para aprovação o Plano de Universalização de Energia Elétrica, elaborados em conformidade com o que preceitua a legislação a ser implementado no período de 1º de janeiro até 31 de dezembro de 2004, de acordo com o artigo 6º da Resolução Normativa. Os demais planos de universalização da Companhia, deverão ser entregues à ANEEL, conforme cronograma constante da referida Resolução Normativa, juntamente com as propostas de atendimentos que poderão se estender até 2013.

Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS”

A ANEEL, através do Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa LUZ PARA TODOS, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

De acordo com art. 2º do Decreto, os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Reserva Global de Reversão RGR, instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, Municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS e das empresas que compõem o sistema ELETROBRÁS.

A Portaria ANEEL nº 38, de 09 de março de 2004, aprovou o Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no Programa.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Companhia é signatária dos seguintes contratos no âmbito do Programa Luz para Todos:

- Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção - ECFS nº 003/2004, assinado em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R\$ 4.718 a título de financiamento, com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, e de R\$ 15.726 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para atendimento de 9.180 famílias.
- Contratos de Concessão de Subvenção Econômica - UPP's 029 a 032/2004, assinados em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R\$ 456 a título de subvenção econômica, com recursos de UBP e multas, para atendimento de 106 famílias.

13. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS DA DÍVIDA

	Encargos da dívida	Principal		Total	
		Circulante	Longo prazo	30/06/04	31/03/04
Moeda nacional					
Banco do Brasil	346	15.374	35.412	51.132	50.450
Eletrobrás	29	888	4.830	5.747	7.303
BNDES FINEM	200	12.485	37.526	50.211	52.905
BNDES Emergencial	721	8.894	94.161	103.776	105.672
Itaú	228	15.594		15.822	15.138
Santander	3.207	42.652		45.859	43.988
Total moeda nacional	4.731	95.887	171.929	272.547	275.456
Moeda estrangeira					
Westlb	3.204	68.603		71.807	64.765
Itaú	496	62.366		62.862	59.684
Bradesco/BBV	7	22.033		22.040	20.645
Total moeda estrangeira	3.707	153.002		156.709	145.094
Total	8.438	248.889	171.929	429.256	420.550
Ajuste Swap		9.155		9.155	16.158
Total	8.438	258.044	171.929	438.411	436.708

A Companhia está em fase de conclusão da negociação do alongamento de sua dívida a ser liquidada no curto prazo. As transações em curso asseguram que tais processos chegarão com sucesso ao seu final.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Condições contratuais dos empréstimos em 30 de junho de 2004.

Fonte	Moeda	Data de assinatura	Objetivo	Juros	Vencimento
BANCO DO BRASIL	R\$	30/03/94	Reestruturação de dívida	IGPM + 10,136% a.a.	2014
BANCO DO BRASIL	R\$	30/03/94	Reestruturação de dívida	TJLP + 10,136% a.a.	2014
ELETROBRÁS	R\$	Diversas	Empréstimo - programas diversos Eletrobrás	6 a 12% a.a.	2013
BNDES/FINEM	R\$	01/06/00	Investimento sistema transmissão/distribuição	TJLP + 4,5% a.a.	2008
BNDES/Emergencial	R\$	14/02/02	Empréstimo - Programa Emergencial	SELIC + 1% a.a.	2010
BRADESCO S/A	US\$	Diversas	Capital de Giro - Res. 2770 c/ SWAP CDI	2,7 a.a.	2004
ITAU/BBA - ME	US\$	28/11/01	Pré-pagamento exportação	102,45% CDI	2004
WESTLB EUROPEU	US\$	29/08/02	Pré-pagamento exportação	65% CDI	2004
ITAU/BBA - MN	R\$	Diversas	Capital de Giro - Cédula Crédito Bancário	CDI + 2,5% a.a.	2004
ITAU/BBA - MN	R\$	17/09/02	Capital de Giro	112% CDI	2004
BANCO DO BRASIL	R\$	23/05/03	Capital de Giro	116% CDI	2004
SANTANDER	R\$	26/01/04	Capital de Giro	CDI + 2,26% a.a.	2005

Para os empréstimos foram dadas garantias de receita própria, notas promissórias ou aval da controladora.

O total devido em moeda estrangeira e nacional desdobra-se da seguinte forma:

Moeda estrangeira	30/06/04			31/03/04		
	Em moeda de origem	Em milhares de reais	%	Em moeda de origem	Em milhares de reais	%
Dólar norte-americano	50.429	156.709	100,00	49.884	145.094	100,00
Total		156.709	100,00		145.094	100,00
Principal		153.002			143.350	
Encargos		3.707			1.744	

Moeda nacional	30/06/04		31/03/04	
	Em milhares de reais	%	Em milhares de reais	%
UFIR	4.736	1,74	4.832	1,75
FINEL	1.011	0,37	1.206	0,44
IGP-M	33.282	12,21	33.838	12,28
TJLP	54.950	20,16	57.672	20,94
CDI	74.792	27,44	72.235	26,22
SELIC	103.776	38,08	105.673	38,37
Total	272.547	100,00	275.456	100,00
Principal	267.816		265.467	
Encargos	4.731		9.989	

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos trimestres findos em 30 de junho de 2004 e 2003:

Moeda/Indexador	Variação %	
	30/06/04	30/06/03
Dólar norte-americano	6,84	(14,35)
Índice Geral de Preços Mercado – IGP – M	3,95	(0,35)
FINEL	0,78	(0,07)
TJLP	2,35	2,87
CDI	3,65	5,79
Taxa de Referência – TR	0,42	1,31
SELIC	3,68	5,80

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

Cronograma de pagamento	30/06/04	31/03/04
2005	17.172	25.254
2006	34.344	33.738
2007	34.329	33.723
2008	27.811	27.261
2009	21.303	20.809
Após 2009	36.970	35.884
Total	<u>171.929</u>	<u>176.669</u>

Mutação de empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira
	Circulante	Longo prazo	Circulante
Saldos em 31 de dezembro de 2003	64.117	179.889	179.321
Ingressos	55.139	2.025	
Encargos	9.411	869	4.207
Variação monetária e cambial	1.364	679	2.003
Transferências	6.794	(6.793)	(33.297)
Amortizações	(38.038)		(7.140)
Saldos em 31 de março de 2004	<u>98.787</u>	<u>176.669</u>	<u>145.094</u>
Ingressos	4.600		
Encargos	9.634	823	4.286
Variação monetária e cambial	59	1.110	9.650
Transferências	6.673	(6.673)	
Amortizações	(19.135)		(2.321)
Saldos em 30 de junho de 2004	<u>100.618</u>	<u>171.929</u>	<u>156.709</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

14. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

A Companhia registrou os tributos e contribuições sociais a recolher, calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária, bem como o valor da contribuição social sobre o lucro calculado sobre o saldo da correção monetária complementar, Lei nº 8.200/91, a ser depreciado, bem como sobre a variação cambial de contratos em moeda estrangeira. Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições serão verificados no momento da realização dos eventos mencionados.

Composição	30/06/04	31/03/04
Imposto de renda	37.034	34.404
Contribuição social sobre RTE	13.332	12.385
Contribuição social sobre CMC	1.271	1.229
PIS	3.002	2.897
COFINS	13.827	13.345
Total	68.466	64.260
Passivo circulante	(12.709)	(8.667)
Passivo exigível a longo prazo	55.757	55.593

15. PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO FISCAL - REFIS

A Companhia aderiu ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, aprovado pela Lei nº 9.964, de 10 de abril de 2000, tendo declarado seus débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF e ao Instituto Nacional do Seguro Social – INSS. As condições mais vantajosas para amortização da dívida, entre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo), foram fatores determinantes para a adesão ao programa.

O débito consolidado será pago em 60 parcelas mensais consecutivas, iniciado em abril de 2000, atualizadas pela variação da TJLP, das quais já foram liquidadas 51 parcelas. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

	Débito consolidado
IRPJ	4.058
INSS	7.011
COFINS	3.790
Subtotal	14.859
(-) Compensação com créditos fiscais	(6.947)
Total do débito consolidado	7.912
Atualização com base na TJLP até 31/03/2004	2.426
Amortização no período de 01/04/2000 a 31/03/2004	(8.096)
Total do débito consolidado em 31/03/2004	2.242
Passivo circulante	(2.242)
Exigível a longo prazo	
Atualização com base na TJLP de 01/04/2004 a 30/06/2004	50
Amortização no período de 01/04/2004 a 30/06/2004	(561)
Total do débito consolidado em 30/06/2004	1.731

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

16. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

Contingências	30/06/04			31/03/04		
	Valor da provisão No exercício	acumulada	Depósitos judiciais	Valor da provisão No exercício	acumulada	Depósitos judiciais
Trabalhistas	(548)	9.926	7.256	(245)	9.914	7.438
Cíveis	(63)	13.305	524	(116)	13.251	524
Clientes – Plano Cruzado		2.607			2.607	
Indenização por perdas		4.859			4.904	
Eletroplessão		3.210			3.210	
Outras	(63)	2.629	524	(116)	2.530	524
Fiscais	(21)	9.365	2.294	(31)	9.231	2.294
COFINS		1.532			1.498	
INSS		967			950	
IR		3.234	1.890		3.209	1.890
CSLL		2.156			2.107	
Outras	(21)	1.476	404	(31)	1.467	404
Total	(632)	32.596	10.074	(392)	32.396	10.256
Circulante		(18.400)			(18.224)	
Exigível a longo prazo		14.196			14.172	

A administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas são suficientes para cobrir possíveis perdas.

17. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O Capital social totalmente subscrito em 30 de junho de 2004 é de R\$ 140.413. A composição do capital social realizado por classe de ações e principais acionistas é a seguinte:

Acionistas	Em milhares de ações							
	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais				Total	%
	Única	%	A	%	B	%		
COELBA	80.946	62,4	15.665	76,0	16.674	94,1	113.285	67,4
Guaraniana S/A	39.678	30,6	2.749	13,3			42.427	25,2
Uptick Participações S/A	7.577	5,8	1.157	5,6	1.047	5,9	9.781	5,8
IBERENER	1.269	1,0	886	4,3			2.155	1,3
Outros	276	0,2	150	0,8			426	0,3
Total	129.746	100,0	20.607	100,0	17.721	100,0	168.074	100,0

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

18. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Controladora					
	Nº de consumidores (1)		MWh (1)		R\$	
	30/06/04	30/06/03	30/06/04	30/06/03	30/06/04	30/06/03
Consumidores:						
Residencial	713.730	688.744	454.089	424.548	107.034	89.010
Industrial	4.400	4.356	423.482	423.428	72.902	67.248
Comercial	57.526	55.785	247.292	232.075	75.486	58.285
Rural	28.370	26.948	133.799	131.611	18.609	15.673
Poder Público	9.405	9.233	75.885	69.912	16.672	18.276
Iluminação Pública	2.103	1.794	59.667	58.444	13.252	9.134
Serviço Público	1.315	1.294	87.567	93.603	16.485	15.510
Consumo próprio	91	91	2.906	2.953		
Encargo de capacidade emergencial-ECE					11.355	
Encargo de aquisição emergencial					854	
Suprimento	1	1	80	495		
Fornecimento não faturado					1.394	1.187
Subtotal	816.941	788.246	1.484.767	1.437.069	334.043	274.323
Recomposição revisão tarifária					10.232	
Recomposição tarifária (realização)					(11.268)	(9.808)
Energia livre (realização)					(2.676)	(1.757)
Disponibilização sistema transmissão e distribuição					2.896	257
MAE - Mercado Atacadista de Energia			65	(4)	6.056	(466)
Subvenção à baixa renda - tarifa social					11.370	11.141
Outras receitas					6.099	1.502
Total	816.941	788.246	1.484.832	1.437.065	356.752	275.192

(1) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

19. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA – MAE

Compra	30/06/04		30/06/03	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
Compra	12	222	10	53
Ajustes	(1)	(23)	18	136
Total	11	199	28	189

Venda	30/06/04		30/06/03	
	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$
Venda (*)	65	6.054	30	170
Ajustes		2	(34)	(636)
Total	65	6.056	(4)	(466)

(*) Venda estimada no mês de junho

(1) Informações não revisadas pelos auditores independentes.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	30/06/04	30/06/03
Receita Operacional Líquida	263.063	208.983
Custo ou despesa operacional por natureza		
Pessoal	(18.676)	(17.063)
Administradores	(1.154)	(1.367)
Entidade de previdência privada	(639)	(512)
Material	(2.752)	(1.983)
Serviço de terceiros	(15.175)	(15.212)
Subvenção conta consumo combustível - CCC	(6.462)	(9.837)
Taxa de fiscalização serviço de energia elétrica - TFSEE	(575)	(386)
Provisão para FNDCT - Lei 9.991/00	(575)	(605)
Energia elétrica comprada para revenda	(97.505)	(77.564)
Encargo de uso do sistema de transmissão	(24.007)	(15.885)
Energia livre - reversão	(10)	
Depreciação e amortização	(16.967)	(15.691)
Tributos	(2.705)	(2.176)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(1.883)	(612)
Provisões líquidas - PDD	27.352	(15.740)
Provisão para contingências (líquida de reversão)	632	(1.215)
Outras	(4.892)	5.232
	(165.993)	(170.616)
Resultado Financeiro	145	(12.345)
Resultado Operacional	97.215	26.022

21. OPERAÇÕES COM EXPORTAÇÃO

A Companhia efetuou operação com exportação de commodities agrícolas para fins de captação de recursos, conforme estabelecido no contrato Pre-Export Financing Agreement firmado com o Banco WestLB S.A. Com base no contrato, a Companhia negocia com o WestLB adiantamento de recursos correspondente ao valor dos contratos de compra e exportação. O valor do adiantamento mais juros será pago em quatro parcelas semestrais, envolvendo o embarque das commodities agrícolas.

Os valores estão demonstrados a seguir:

	30/06/04
Receita com exportação	2.089
Custo de exportação	(2.084)
Efeito líquido da operação	5

O resultado da operação é decorrente exclusivamente da variação cambial sobre o prêmio de exportação das commodities.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

22. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Partes relacionadas	Transações	30/06/04			31/03/04		30/06/03
		Ativo	Passivo	Receita (Despesa)	Ativo	Passivo	Receita (Despesa)
Iberdrola Energia	Pessoal			(33)			(36)
Amara Brasil (a)	Administração de almoxarifado			(282)		9	(247)
IBENBRASIL (b)	Serviço de Engenharia					110	
Termoaçu S/A (c)	Valores a receber	14		9			14
GCS Energia (d)	Valores a pagar			(147)			(35)
GCS Comércio e Serviços (e)	Serviços de consultoria		17	(111)		20	
	Total GCS		17	(258)		20	(35)
Celpe	Serviços compartilhados (g)		19			70	
	Material/serviço	101		76	55		44
	Total Celpe	101	19	76	55	70	44
Coelba	Serviços compartilhados (g)		692			894	
	Material/serviço		9	(29)	61	11	(39)
	Uso da rede		9	(40)		9	(33)
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio			(1.166)			
	Total Coelba		710	(1.235)	61	914	(72)
Guaraniana	Venda da Termoaçu (f)			4.680			7.019
	Dividendos/Juros sobre o capital próprio						
	Total Guaraniana			4.680			7.019
Fasern (h)	Contrato de mútuo		523			1.035	

- (a) Amara Brasil - Contrato nº 44113998, vigência de 16/12/1998 até 15/05/2005. O mesmo é corrigido pelo IGPM a cada 12 meses.
- (b) Ibenbrasil - Contrato nº 4600004918, vigência de 01/09/2003 até 31/08/2006, corrigido a cada 12 meses com base até o Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas, Serviços de Consultoria, Coluna 39, Série A0157980 da revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas.
- (c) Termoaçu - Contrato com validade até 30/10/2004, sendo corrigido a cada 12 meses pelo IGPM.
- (d) GCS - Contrato de Compra de Energia (GCS AM – 010/2002), vigência de 01/10/2002 até 30/11/2006. O reajuste do mesmo ocorrerá na data de revisão do reajuste tarifário, através da aplicação da seguinte fórmula:

$$P_{cei} = P_{ceoi} \frac{(K1 * IGPM1i)}{IGPMoi}$$
- (e) GCS - Contrato de Prestação de Serviços, vigência de 01/01/2003 até 31/12/2005. O mesmo será atualizado anualmente aplicando a seguinte fórmula:

$$Pi = Poi \frac{IGPM1i}{IGPMoi}$$
- (f) Guaraniana - Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças, sendo o saldo corrigido pela Taxa DI Over, constituído em 31 de março de 2003.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

(g) Serviços compartilhados - As Companhias COELBA, CELPE e COSERN celebraram, entre si, em 30 de outubro de 2001, vigente até 05 de outubro de 2021, o Contrato denominado "Guaraniana Serviços Compartilhados" com o objetivo de :

- implantar um sistema unificado de atividades operacionais e administrativas, nas áreas: Engenharia Básica, Suprimentos, Marketing, Informática, Riscos e Seguros e Regulação e Tarifa;
- otimizar o aproveitamento dos recursos financeiros e humanos empregados no desenvolvimento das referidas atividades, em regime de serviços de interesse recíproco; e
- atender, de maneira mais eficiente e econômica, aos interesses e necessidades de cada uma das Consorciadas.

Em 1º de novembro de 2001, as Companhias encaminharam o pedido de anuência ao referido contrato à ANEEL, em atendimento ao estabelecido na Resolução ANEEL nº 022, de 04 de fevereiro de 1999. Em decorrência da implementação do Consórcio, os balanços das empresas contemplam ativos e passivos oriundos dessas transações.

Posteriormente, a ANEEL, através do Ofício nº 1327/2002-SFF/ANEEL, de 26 de dezembro de 2002, comunicou a não aprovação do Contrato de Consórcio. A administração está apresentando esclarecimentos adicionais referentes à forma de atuação e aos benefícios auferidos pelas empresas com a implementação do Consórcio, com vista a obter a anuência da ANEEL para o referido contrato.

(h) Fasern – Contrato nº 09/94, vigência até 1º de setembro de 2004, atualizado pela TR+ 6% a.a.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

23. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

- Considerações gerais

A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

A administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária, e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

- Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Os valores contábeis, registrados em operação com empresas ligadas e empréstimos e financiamentos, referentes aos instrumentos financeiros constantes no balanço patrimonial, quando comparados com os valores que poderiam ser obtidos na sua negociação em um mercado ativo ou, na ausência destes, com o valor presente líquido ajustado com base na taxa vigente de juros no mercado, se aproximam, substancialmente, de seus correspondentes valores de mercado.

As contas a receber de poderes públicos, federal, estadual e municipais (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$ 210.254 (R\$ 201.078 em 31 de março de 2004). Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilitam a previsão dos prazos de recebimento.

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos de longo prazo, vinculados aos projetos específicos de infra-estrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.

O contrato de mútuo obtido junto à FASERN pela COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação.

- Fatores de risco

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 consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco, e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores, o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Risco de Moeda estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 30 de junho de 2004, operações de "swap" cambial no valor nominal total contratado de R\$ 125.215 (R\$ 125.728 em 31 de março de 2004), representando aproximadamente 100% do endividamento em moeda estrangeira.

No trimestre findo em 30 de junho de 2004 a Companhia apurou um resultado **positivo** nas operações de "hedge" cambial no montante de R\$ 7.591, (R\$ 32.276 **negativo** em 30 de junho de 2003).

Risco de Taxa de Juros

Este 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. A Companhia considera que o alto custo associado à contratação de taxas pré-fixadas e a perspectiva de redução nas taxas de juros domésticas sinalizadas pelo cenário macroeconômico brasileiro justificam sua opção por taxas flutuantes.

Risco de Vencimento Antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos e financiamento com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

24. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da FASERN - Fundação COSERN de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (dos patrocinadores e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. No plano previdenciário de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de corresponsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Benefício Definido corresponde a 9,90% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 4,99% às contribuições normal e de risco e 2,01% à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

A partir de março de 1999, a FASERN passou a adotar novo plano de benefício previdenciário de Contribuição Definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelos patrocinadores, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características, o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição da Patrocinadora COSERN para o plano de Contribuição Definida corresponde a 9,17% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 2,90% correspondem à contribuição suplementar relativa a tempo passado dos participantes, 3,60% à contribuição normal (igual a dos participantes), 0,86% à contribuição dos benefícios de risco e 1,81 % à cobertura das despesas administrativas da FASERN.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

	30/06/04	30/06/03
Custo do imobilizado em curso	94	114
Despesas operacionais	639	512
Total	<u>733</u>	<u>626</u>

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

25. DEBÊNTURES

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 05 de maio de 2004, deliberou a realização da segunda emissão pública de 1.200 (mil e duzentas) debêntures, nominativas-escriturais, não conversíveis em ação, em série única, com garantia real, com valor nominal unitário de R\$ 100.000,00 (cem mil reais), perfazendo o montante total de R\$ 120.000.000,00 (cento e vinte milhões de reais), com data de emissão em 1º de junho de 2004 e prazo de vencimento de 4 anos contados da data da emissão. A emissão e a concessão da garantia aos debenturistas já foram aprovadas pela ANEEL através do Ofício 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004, estando o processo de emissão sob análise final da CVM após o que ocorrerá a liquidação financeira da operação nos termos da escritura.

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE 08.324.196/0001-81

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

A COSERN apresentou no 2º trimestre de 2004 uma Receita Bruta de R\$ 192.310 contra R\$ 140.506 em 2003, o que resultou numa Receita Líquida de R\$ 145.414 contra 107.097, representando um acréscimo de 35,78%.

Os fatores determinantes do acréscimo da Receita Bruta foram:

- O reajuste tarifário médio de 15,11% ocorrido em abril de 2004.
- Disponibilização de uso do sistema no montante de R\$ 2.540.
- Recomposição da revisão tarifária R\$ 10.232. Efeito líquido, no trimestre, da diferença reconhecida pela ANEEL no reajuste tarifário de 2004, relativa ao reposicionamento tarifário de 2003 que está sendo compensado em 12 parcelas.

Os custos e despesas operacionais sofreram uma redução de 24,92%, passando de R\$ 86.512 no segundo trimestre de 2003 para R\$ 64.957 no mesmo período de 2004. Contribuíram para esse incremento os seguintes fatores:

- A reversão total da provisão para devedores duvidosos constituída para Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, cuja dívida foi repactuada e outras reversões de provisões constituídas para o Poder Público Municipal, provenientes da intensificação das ações de cobrança.

O Ebitda em junho de 2004 foi de R\$ 114.037 contra R\$ 54.058 no mesmo período do ano anterior, refletindo um incremento de 110,95% como resultado dos efeitos anteriormente citados.

Principais indicadores:

	30/06/2004	30/06/2003
EBITDA (R\$ mil)	114.037	54.058
Margem do EBITDA (%)	43,35	25,87
Margem Operacional (%)	36,90	18,36
Margem Líquida (%)	24,13	8,06
Número de empregados	648	628
Número de consumidores	816.941	788.246
Consumidores por empregado	1.261	1.255
Lucro por ação (R\$)	0,37761	0,10020
Valor patrimonial por ação (R\$)	2,89	3,08

01813-9 CIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	08.324.196/0001-81
---	--------------------

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

Aos

Acionistas e Administradores da
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN
Natal - RN

1. Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais - ITR da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN referentes ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2004, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e sob a responsabilidade da Administração da Companhia, compreendendo os balanços patrimoniais, as respectivas demonstrações do resultado e o relatório de desempenho.
2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade, e consistiu, principalmente, em: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia, quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subsequentes que tenham ou possam vir a ter efeitos relevantes sobre a situação financeira e as operações da Companhia.
3. Baseados em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais acima referidas para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais obrigatórias.
4. Anteriormente, revisamos o balanço patrimonial, levantado em 31 de março de 2004, e as demonstrações do resultado referentes ao trimestre e semestre findos em 30 de junho de 2003, apresentadas para fins de comparação, sobre as quais emitimos relatórios de revisão especial, sem ressalvas, datados de 23 de abril de 2004 e 11 de agosto de 2003, respectivamente.

Salvador, 13 de agosto de 2004

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011.609/O – 8-S “RN”

Jose Othon Tavares de Almeida
Contador
CRC – BA nº 013.212/O-8-S “RN”

6.**ANEXOS**

- Ata da Assembléia Geral Extraordinária da Emissora realizada em 08 de agosto de 2005
- Ata da Reunião do Conselho de Administração realizada em 12 de setembro de 2005
- Estatuto Social da Emissora
- Instrumento Particular de Escritura da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, em Série Única, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN
- Súmula da Classificação de Risco
- Declaração da Emissora nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03
- Declaração da Instituição Intermediária Líder nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



CNPJ/MF Nº 08.324.196/001-81

NIRE Nº 24300000502

COMPANHIA ABERTA – RG.CVM 01813-9

ATA DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN, REALIZADA EM 08 DE AGOSTO DE 2005.

1 - DATA, HORA E LOCAL: 08 de agosto de 2005, às 10:00 horas, na sua sede social, na Rua Mermoz, nº 150, Centro, cidade do Natal, Estado do Rio Grande do Norte.

2 - CONVOCAÇÃO: Os acionistas foram convocados através de "Edital de Convocação de Assembléia Geral Extraordinária" publicado nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte, nos dias 23, 26 e 27 de julho de 2005, Tribuna do Norte nos dias 23, 24 e 26 de julho de 2005 e no Valor Econômico, nos dias 25, 26 e 27 de julho de 2005.

3 - PRESENCAS: Foi verificada a presença dos seguintes acionistas, representando mais de 2/3 (dois terços) do capital com direito a voto: COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA – COELBA, NEOENERGIA S.A, representados pelo Sr. Eduardo Soares e UPTICK PARTICIPAÇÕES S.A, representada pelo Sr. Francisco Antônio Veiga de Medeiros, cujas respectivas procurações foram apresentadas e arquivadas na COSERN. Presente também o Senhor Ivan Souza Guerra Lima, representante do Conselho Fiscal.

4 - MESA: Presidente: Eduardo Soares; Secretário: Roberto Medeiros dos Santos, escolhidos na forma do parágrafo 1º do artigo 10 do Estatuto Social da COSERN

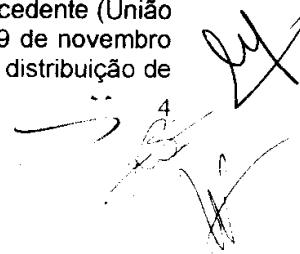
5 - ORDEM DO DIA: a) aumentar o Capital Social da COSERN com recursos oriundos da Reserva Especial de Ágio (benefício fiscal) e Reserva de Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio realizadas até 2004, sem a emissão de novas ações (conforme previsto no parágrafo 1º, artigo 169 da Lei 6.404/76); b) analisar a proposta da administração da Companhia, de 22 de junho de 2005, de emissão de debêntures simples, nominativas, não conversíveis em ações, quirografárias, sem garantia, de emissão da Companhia, para distribuição pública, em duas séries, sendo a 1ª série no montante total de até R\$ 200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), e a 2ª série no montante total de até R\$ 200.000.000,00 (duzentos milhões de reais), nos termos do artigo 52 e seguintes da Lei de Sociedades por Ações (Lei n. 6.404, de 15.12.1976, e alterações posteriores) e demais disposições legais pertinentes; c) autorizar a Diretoria da Companhia a: (i) tomar todas as providências para submeter a Emissão ao registro da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e demais órgãos competentes, (ii) negociar e celebrar a escritura de emissão das Debêntures, (iii) assinar toda e qualquer documentação correlata à Emissão, (iv) contratar: (iv.1) agência(s) classificadora(s) de risco (*rating*), (iv.2) instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para coordenar a distribuição e

a colocação das Debêntures, (iv.3) agente fiduciário, e (iv.4) escriturador, fixando-lhes os respectivos honorários, bem como (v) ratificar os atos mencionados acima que tenham sido praticados pela Diretoria anteriormente à data da Assembléia Geral; **d)** alterar a redação da letra "n" do artigo 19 do Estatuto Social da Companhia, para adequação do texto às disposições regulamentares aplicáveis à Companhia e aprovar a consequente consolidação do Estatuto Social da Companhia, esclarecendo-se que do Edital de Convocação constou, por equívoco, que alteração seria da alínea "r" do artigo 19; **e)** eleger o membro do Conselho de Administração, indicado pelos empregados da Companhia, para um mandato que vigorará até a Assembléia Geral Ordinária que aprovará as contas do exercício de 2005; **f)** retificar a redação do item (d.1) dos assuntos aprovados na Assembléia Geral Ordinária, realizada em 28 de março de 2005.

6 – DELIBERAÇÕES: Todas as matérias da Ordem do Dia foram postas em discussão e votação, tendo sido aprovadas por unanimidade pelos acionistas presentes: **a)** Aumento do Capital Social da COSERN com recursos oriundos da Reserva Especial de Ágio (benefício fiscal) e Reserva de Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio realizadas até 2004, sem a emissão de novas ações (conforme previsto no parágrafo 1º, artigo 169 da Lei 6.404/76), no valor total de R\$ 39.373.935,33 (trinta e nove milhões, trezentos e setenta e três mil, novecentos e trinta e cinco reais e trinta e três centavos) e sendo composta por: (i) R\$ 1.761.133,31 (um milhão, setecentos e sessenta e um mil, cento e trinta e três reais e trinta e um centavos), referente a Reserva de Capital – Remuneração sobre o Capital Próprio (JOA) - sendo utilizado o valor máximo permitido, a ser deduzido do saldo da reserva constante dos ITRs – 31/03/2005 e 31/12/2004; (ii) R\$ 37.612.802,02 (trinta e sete milhões, seiscentos e doze mil e oitocentos e dois reais e dois centavos), referente a Reserva Especial de Ágio, sendo utilizado o valor permitido, a ser deduzido do saldo em 31/12/2004 (parágrafo 2º, do artigo 7º da Instrução CVM n.º 319/99). Sendo assim o capital social da COSERN passa de R\$ 140.413.333,25 (cento e quarenta milhões, quatrocentos e treze mil e trezentos e trinta e três reais e vinte e cinco centavos) para R\$ 179.787.268,58 (cento e setenta e nove milhões, setecentos e oitenta e sete mil e duzentos e sessenta e oito reais e cinquenta e oito centavos). Dessa forma o artigo 5º do Estatuto Social da COSERN passa a vigorar com a seguinte redação: "O Capital Social é de R\$ R\$ 179.787.268,58 (cento e setenta e nove milhões, setecentos e oitenta e sete mil e duzentos e sessenta e oito reais e cinquenta e oito centavos), representado por 168.074.028 (cento e sessenta e oito milhões, setenta e quatro mil e vinte oito) ações nominativas escriturais, divididas em 129.746.219 (cento e vinte e nove milhões, setecentos e quarenta e seis mil e duzentos e dezenove) ações ordinárias, de classe única, 20.606.128 (vinte milhões, seiscentas e seis mil, cento e vinte e oito) ações preferenciais de classe A e 17.721.681 (dezessete milhões, setecentos e vinte e um mil e seiscentos e oitenta e uma) ações preferenciais de classe B, todas sem valor nominal"; **b)** 3ª Emissão de Debêntures, com as seguintes características ("Oferta"): (i) Valor Total da Emissão: o valor total da Oferta será de R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais); (ii) Número de Séries: As Debêntures serão emitidas em 2 séries ("Debêntures da 1ª Série" e "Debêntures da 2ª Série e, em conjunto, as "Debêntures"). Será realizado procedimento de *bookbuilding*, para

verificação junto aos investidores da demanda pelas Debêntures em diferentes níveis de taxa de juros ("Procedimento de *Bookbuilding*"), no qual serão definidas, de acordo com as condições de mercado a época da colocação, o valor e o número de Debêntures a ser alocado em cada uma das séries da Emissão, observado o limite do Valor Total da Emissão, assim como a remuneração de cada uma das séries; (iii) Quantidade de Títulos: Serão emitidas 17.900 (dezesete mil e novecentas) Debêntures; (iv) Valor Nominal Unitário: O valor nominal unitário das Debêntures ("Valor Nominal Unitário") será de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) para ambas as séries. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série não será atualizado. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série terá seu Valor Nominal Unitário atualizado a partir da Data de Emissão, de acordo com a variação do Índice Geral de Preço do Mercado, conforme divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"); (v) Espécie das Debêntures: As Debêntures serão quirografárias, sem garantia; (vi) Forma e Conversibilidade: As Debêntures serão nominativas, escriturais e não contarão com a emissão de certificados representativos. As Debêntures não serão conversíveis em ações de emissão da COSERN; (vii) Data de Emissão: Para todos os fins e efeitos legais, a Data de Emissão das Debêntures de ambas as séries será 01 de setembro de 2005 ("Data de Emissão"); (viii) Prazo e Data de Vencimento: As Debêntures da 1ª Série terão prazo de vencimento de 5 (cinco) anos contado da Data de Emissão, vencendo em 01 de setembro de 2010 ("Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série"), e as Debêntures da 2ª Série terão prazo de vencimento de 6 (seis) anos contado da Data de Emissão, vencendo em 01 de setembro de 2011 ("Data de Vencimento das Debêntures da 2ª Série" e, quando considerada em conjunto com a Data de Vencimento das Debêntures da 1ª Série, "Data de Vencimento"); (ix) Distribuição e Negociação: As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sendo distribuídas sob regime de garantia firme as Debêntures da 1ª Série e de melhores esforços as Debêntures da 2ª Série, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários; (ix.1) As Debêntures serão distribuídas no prazo de até 6 (seis) meses contados da data de publicação do anúncio de início de distribuição da Emissão ("Prazo de Colocação"); (ix.2) Não será admitida a distribuição parcial das Debêntures, sendo que a Oferta somente será concluída quando da subscrição e integralização do total das Debêntures distribuídas no âmbito da Oferta, durante o Prazo de Colocação; (x) Prazo e Formas de subscrição e integralização: As Debêntures poderão ser subscritas a qualquer tempo e por meio dos procedimentos da CETIP, dentro do prazo de distribuição pública com integralização à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional. (xi) Amortização: O Valor Nominal Unitário das Debêntures será amortizado pela COSERN conforme segue: (xi.1) O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série será amortizado pela Emissora em 5 (cinco) parcelas iguais, semestrais e sucessivas a partir do final do 36º (trigésimo sexto) mês, inclusive, contado da Data de Emissão, nas seguintes datas: (i) 01 de setembro de 2008; (ii) 01 de março de 2009; (iii) 01 de setembro de 2009; (iv) 01 de março de 2010 e (v) 01 de setembro de 2010; e (xi.2) as Debêntures da 2ª Série serão integralmente amortizadas em uma única parcela na Data de Vencimento das Debêntures da 2ª Série; (xii) Remuneração: (i) As Debêntures da 1ª Série terão remuneração com base na variação da taxa média diária do DI - Depósito Interfinanceiro de um dia, extra-

grupo ("Taxa DI"), calculada e divulgada pela CETIP, capitalizada de um *spread*, apurado e fixado em Procedimento de *Bookbuilding*, de, no máximo, 1,75% (um inteiro e setenta e cinco centésimos) base 252 dias úteis, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário, a partir da Data de Emissão; e (ii) As Debêntures da 2ª Série terão seu Valor Nominal Unitário atualizado a partir da Data de Emissão, de acordo com a variação do Índice Geral de Preços do Mercado, conforme divulgado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), acrescida de um *spread*, apurado em Procedimento de *Bookbuilding*, de, no máximo, 10,80% (dez inteiros e oitenta centésimos por cento) ao ano incidentes sobre o Valor Nominal Unitário atualizado das Debêntures da 2ª Série, calculados por dias úteis decorridos, com base em um ano de 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, a partir da Data de Emissão. A Remuneração, assim como a quantidade de Debêntures de cada série a ser emitida, será apurada e fixada ao final do Procedimento de *Bookbuilding* e será aprovada em reunião do Conselho de Administração da Companhia, que terá poderes, inclusive, para cancelar a emissão de qualquer série da Oferta; (xiii) Periodicidade do Pagamento da Remuneração: (i) A Remuneração das Debêntures da 1ª Série será paga semestralmente a partir da Data de Emissão, sendo o primeiro pagamento em 01 de março de 2006 e o último em 01 de setembro de 2010 e, (ii) a Remuneração das Debêntures da 2ª Série será paga anualmente a partir da Data de Emissão, sendo o primeiro pagamento em 01 de setembro de 2006 e o último em 01 de setembro de 2011; (xiv) Encargos Moratórios: Sem prejuízo da Remuneração das Debêntures, ocorrendo atraso imputável à COSERN no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso ficarão sujeitos à multa moratória de 2% (dois por cento) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês ("Encargos Moratórios"); (xv) Do Vencimento Antecipado: (xv.1) Hipóteses de Vencimento Antecipado Automático: poderão ser declaradas antecipadamente vencidas todas as obrigações referentes à Oferta e exigidas da COSERN o imediato pagamento do saldo devedor do Valor Nominal Unitário atualizado, conforme o caso, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo pagamento, calculada *pro rata temporis*, e do Encargos Moratórios, se houver, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela COSERN, na ocorrência de qualquer uma das seguintes hipóteses: (xv.1.1) descumprimento, pela COSERN, de qualquer obrigação pecuniária perante os Debenturistas que estiverem previstas na escritura da Oferta, não sanada em 2 (dois) dias úteis contados da data da inadimplência; (xv.1.2) (i) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial da Emissora formulado pela COSERN e/ou por seus acionistas controladores Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA ("COELBA") e/ou Neoenergia S.A., esses na qualidade de controladores direto ou indireto da Emissora; (ii) pedido de autofalência ou de falência da COSERN formulado pela COSERN e/ou por seus acionistas controladores; (iii) decretação de falência da COSERN e/ou de seus acionistas controladores; ou (iv) liquidação da COSERN; (xv.1.3) pedido de falência formulado por terceiros em face da COSERN e/ou seus acionistas controladores e não devidamente elidido pela COSERN no prazo legal; (xv.1.4) término ou rescisão, por qualquer motivo, do Contrato de Concessão nº 08/97, celebrado entre a COSERN e o Poder Concedente (União Federal), em 31 de dezembro de 1997, conforme aditado em 29 de novembro de 2001 e em 18 de abril de 2005, relativo ao serviço público de distribuição de



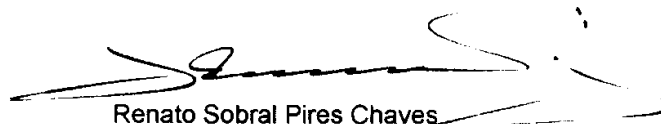
energia elétrica ("Contrato de Concessão"); (xv.2) Hipóteses de Vencimento Antecipado por deliberação da Assembléia Geral de Debenturistas: deverá ser convocada Assembléia Geral de Debenturistas para deliberar sobre a declaração do vencimento antecipado das Debêntures nas seguintes hipóteses: (xv.2.1) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Companhia, cujo valor unitário ou agregado seja igual ou superior a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais) que não seja sanado no prazo de 30 (trinta) dias contados de aviso escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário, salvo se (i) tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Companhia, (ii) for cancelado, ou, ainda, (iii) forem prestadas pela Companhia, e aceitas pelo Poder Judiciário, garantias em juízo; (xv.2.2) descumprimento, pela COSERN, de qualquer obrigação não pecuniária da COSERN que estiver prevista na escritura da Oferta, não regularizado em período máximo de 30 (trinta) dias, a contar do recebimento de aviso enviado pelo Agente Fiduciário da Oferta nesse sentido, sendo que esse prazo não se aplica a qualquer outra hipótese de vencimento antecipado; (xv.2.2) vencimento antecipado de quaisquer obrigações da COSERN, quando tais obrigações tornarem-se exigíveis, em valor agregado igual ou superior a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais); (xv.2.3) alteração de controle acionário da COSERN, direto ou indireto, sem que os Debenturistas previamente reunidos em assembléia especialmente convocada para esse fim aprovevem referida alteração, exceto no caso da alteração de controle acionário da Emissora em razão do processo de desverticalização da COELBA, desde que a Emissora permaneça sob o mesmo controle indireto; (xv.2.4) cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a COSERN que possam vir a prejudicar o cumprimento das obrigações da COSERN na Oferta, a exclusivo critério dos Debenturistas excetuadas a cisão, a fusão e a incorporação quando previamente aprovadas pelos debenturistas reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas especialmente convocada para esse fim, observado o quorum de 75% previsto na Escritura de Emissão, sendo que, nesse caso, não será admitida a opção de dispensa da realização de Assembléia Geral de Debenturistas prevista no §1º do artigo 231 da Lei nº 6.404/76; e (xv.2.4) realização de qualquer pagamento de dividendos pela Emissora, ressalvado o disposto no artigo 202 da Lei n.º 6.404/76, ou de qualquer outra participação nos lucros estatutariamente prevista, caso esteja em mora relativamente ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária referente à Oferta; ; (xv.2.5) não observância dos limites dos índices financeiros de "Dívida Líquida / EBITDA" não superior a 3,0; e de "EBITDA / Resultado Financeiro" não inferior a 2,0 que deverão ser apurados ao final de cada trimestre fiscal: (xv.2.5.1) Em caso de descumprimento dos índices listados acima, a COSERN deverá restabelecê-los até o final do trimestre fiscal seguinte; (xv.2.5.2) Para fins do disposto no item (xv.2.5) acima, serão considerados os demonstrativos financeiros não-consolidados da COSERN, onde: "Dívida Líquida", significa o endividamento oneroso total da COSERN menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras; "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization), significa o lucro da COSERN antes de juros, tributos, amortização e depreciação ao longo dos últimos 12 (doze) meses ao qual deverá ser adicionada, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, a parcela da amortização da recomposição tarifária do racionamento; e "Resultado Financeiro", significa a

diferença entre Receitas Financeiras e Despesas Financeiras da COSERN ao longo dos últimos 12 (doze) meses, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, será considerado "1"; (xvi) Repactuação: Não haverá repactuação das Debêntures; e (xvii) Resgate Antecipado Facultativo: A Companhia poderá resgatar antecipadamente as Debêntures da 1ª Série em circulação, a qualquer momento, a partir do 30º (trigésimo) mês contado da Data de Emissão, inclusive. O resgate antecipado poderá ser total ou parcial, pelo Valor Nominal Unitário da Debênture, na Data da Emissão, acrescido da Remuneração devida até a data do pagamento das Debêntures resgatadas e de prêmio equivalente a 0,80% (oitenta centésimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado. As Debêntures da 1ª Série que vierem a ser resgatadas antecipadamente deverão ser obrigatoriamente canceladas. Não haverá resgate antecipado facultativo em relação às Debêntures da 2ª Série; b.1). Aprovar a delegação de poderes ao Conselho de Administração da Companhia para, nos termos do § 1º do artigo 59 da Lei das Sociedades por Ações, se for o caso, deliberar sobre todas as condições de que tratam os incisos VI a VIII do referido artigo 59, sobre a oportunidade de emissão, bem como para ratificar a quantidade e remuneração das Debêntures a serem emitidas em cada série; c) Autorizar a Diretoria da Companhia a tomar todas as providências necessárias à realização da Oferta, podendo, inclusive, (i) tomar todas as providências para submeter a Emissão ao registro da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e demais órgãos competentes, (ii) negociar e celebrar a escritura de emissão das Debêntures, (iii) assinar toda e qualquer documentação correlata à Emissão, (iv) contratar, entre outros: (iv.1) agência(s) classificadora(s) de risco (*rating*), (iv.2) instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, para coordenar a distribuição e a colocação das Debêntures, (iv.3) agente fiduciário, (iv.4) escriturador, fixando-lhes os respectivos honorários, e (v) contratar serviços e celebrar os respectivos contratos em termos e condições que julgar adequado ao interesse da Companhia, ficando, desde já, ratificados todos os atos praticados até a presente data com tal finalidade; d) Alteração da redação do inciso "n" do artigo 19 do Estatuto Social de "Deliberar sobre o pagamento de juros sobre capital próprio e distribuição de dividendos intermediários" para "Deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e distribuição de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados de estudos, auditados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta", conforme despacho nº 875/2005 da ANEEL. O Estatuto Social fica consolidado na forma do Anexo I; e) Foi colocada em votação, a eleição do Membro Representante dos Empregados, indicado pelos empregados da Companhia Energética do Rio Grande do Norte, conforme o disposto no artigo 17, parágrafo 2º do Estatuto Social da COSERN, em seu parágrafo 2º, Artigo 17. Os acionistas deliberaram reconhecer a legitimidade da eleição realizada pelos empregados, aprovando a indicação do Sr. PEDRO DAMÁSIO COSTA NETO, brasileiro, casado, engenheiro eletricista e administrador de empresas, portador da Cédula de Identidade n.º 165.314 - ITEP/RN e inscrito no CPF/MF sob o n.º 074.135.214-15, com endereço na Rua Gonçalves Lêdo, 845, Centro, Natal/RN, e do Sr. ZENÓBIO DO RÉGO FILHO, brasileiro, casado, técnico em eletrotécnica, portador Cédula de Identidade n.º 260.080 – ITEP/RN e inscrito

no CPF/MF sob o n.º 108.009.724-49, com endereço na Rua Mermoz, 150, Cidade Alta, Natal/RN, para o cargo de membros titular e suplente, respectivamente, do Conselho de Administração da COSERN, para cumprir mandato cujo término coincidirá com o dos conselheiros eleitos na Assembleia Geral Ordinária realizada em 28.03.05, ou seja, até a Assembleia Geral Ordinária que aprovará as contas do exercício de 2005, conforme deliberação assemblear e o disposto no Parágrafo 3º, artigo 17 do Estatuto Social da COSERN. Os membros do Conselho de Administração indicados pelos empregados e eleitos nesta data declararão sua concordância e ciência da coincidência do termo dos seus mandatos com o dos demais membros do Conselho de Administração, assim como declararão que (i) não estão impedidos por lei especial, ou condenados por crime falimentar, de prevaricação, peita ou suborno, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública ou a propriedade, ou a pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos, como previsto no § 1º do art. 147 da Lei nº 6.404/76; (ii) não estão condenados a pena de suspensão ou inabilitação temporária aplicada pela Comissão de Valores Mobiliários, que os tornem inelegíveis para os cargos de administração de companhia aberta, como estabelecido no § 2º do art. 147 da Lei nº 6.404/76; (iii) atendem ao requisito de reputação ilibada estabelecido pelo § 3º do art. 147 da Lei nº 6.404/76; (iv) não ocupam cargos em sociedades ou entidades que possam ser consideradas concorrentes da companhia, e não têm, nem representam, interesse conflitante com o da companhia, na forma dos incisos I e II do § 3º do art. 147 da Lei nº 6.404/76. Os conselheiros representantes dos empregados tomarão posse no prazo legal, assinando os respectivos Termos de Posse no Livro de Atas de Reunião do Conselho de Administração; **f)** Decidem os acionistas re-ratificar o item (c) das deliberações aprovadas na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária da Companhia realizada em 28 de março de 2005, para constar que o Sr. Fernando Arronte Villegas é **indicado** para o cargo de membro do Conselho de Administração, sendo sua eleição condicionada à obtenção da autorização de concomitância de funções a ser outorgada pela Coordenadoria Geral de Imigração do Ministério do Trabalho. Dessa forma, o item (c) das deliberações tomadas em referida Assembleia passará a vigorar com a seguinte nova redação: **"c) Foram aprovadas, por unanimidade, as indicações dos acionistas com direito a voto e proclamados eleitos para o Conselho de Administração, com mandato até a Assembleia Geral Ordinária que aprovará as contas do exercício de 2005, como membros titulares os senhores: LUIZ EDUARDO FRANCO DE ABREU, brasileiro, casado, administrador de empresas, portador da carteira de identidade nº 18.590 CFTA/RJ, CPF/MF nº 667.153.347-49, com endereço na Rua Senador Dantas, nº 105, 35º andar, Centro, Rio de Janeiro-RJ; GONZALO PÉREZ FERNANDÉZ, espanhol, casado, engenheiro industrial, portador do passaporte espanhol x 175836, CPF/MF nº 059.334.377-86, com endereço no Paseo de la Reforma 2600 Casa – Lomas Altas 11000 – Miguel Hidalgo – México; MARCELO MAIA DE AZEVEDO CORREA, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade nº 2.577.925 IFP/RJ, CPF 425.052.917-72, com endereço na Praia do Flamengo, 78/ 3º andar, Flamengo, Rio de Janeiro – RJ; RENATO SOBRAL PIRES CHAVES, brasileiro, casado, contador, portador da carteira de identidade nº 072810/0-7 CRC/RJ, CPF/MF nº 764.238.837-34, com endereço na Praia de Botafogo, nº 501, 4º andar, Botafogo, Rio de**

Janeiro-RJ; e **LUCIANA FREITAS RODRIGUES**, brasileira, casada, bancária, portadora da carteira de identidade n.º 06.398.482-7 IFP/RJ, CPF/MF n.º 759.395.847-72, com endereço na Praia de Botafogo, n.º 501, 4.º andar, Botafogo, Rio de Janeiro/RJ; **CLAYTON FERRAZ DE PAIVA**, brasileiro, casado, engenheiro civil e eletricista, portador da carteira de identidade n.º 3113-D CREA – PE/FN, CPF/MF n.º 000.925.334-34, com endereço na Praça Chora Menino, n.º 58, Cep 50070-210, Boa Vista, Recife/PE; e como respectivos **suplentes**, os senhores: **LUIZ EDUARDO GABRIEL CARVALHOSA**, brasileiro, divorciado, bancário, portador carteira de identidade n.º 12710520-3 IFP/RJ, CPF/MF n.º 153.295.931-15, com endereço na Rua Senador Dantas, n.º 105, 30.º andar, Centro, Rio de Janeiro/RJ; **MARIO JOSÉ RUIZ TAGLE LARRAIN**, chileno, radicado no Brasil, casado, advogado, portador do passaporte chileno R.U.T. 9.507.543-6, CPF/MF n.º 058.458.437-74, portador do protocolo do RNE n.º 08460.004376/2003-39, emitido pelo CIMCRE, com endereço na Rua Lauro Muller, n.º 116, 1101º e 1102º andares, Cep 22290-160, Botafogo, Rio de Janeiro/RJ; **ROSEANE DE ALBUQUERQUE SANTOS**, brasileira, casada, advogada, portadora da carteira de identidade n.º 0011242272-0 IFP, CPF/MF n.º 756.092.154-04, com endereço na Rua Praia do Flamengo, 78/ 3º andar, Flamengo, Rio de Janeiro/ RJ; **ROBERTO MEDEIROS DOS SANTOS**, brasileiro, casado, advogado, portador da carteira de identidade n.º 2901095 SSP/PE, CPF/MF n.º 459.476.274-34, com endereço na Rua Mermoz, n.º 150, Centro, Cep 59025-250, Natal/RN; **ANTÔNIO CARLOS SILVA**, brasileiro, casado, administrador de empresas, portador da carteira de identidade n.º 5156899 SSP/SP, CPF/MF n.º 361.420.698-04, com endereço na SCNQ – 01, Bloco F, Cep 70711-905, Brasília/DF; **ALBERTO MONTEIRO QUEIROZ NETTO**, brasileiro, casado, bancário e economista, portador da carteira de identidade n.º 075785808 IFP/RJ, CPF/MF n.º 843.603.807-04, com endereço na Rua Senador Dantas, n.º 105, 38º andar, Centro, Rio de Janeiro/RJ; **FRANCISCO ANTONIO VEIGA DE MEDEIROS**, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade n.º 000.393.900 SSP/RN, CPF/MF n.º 221.630.424-72, com endereço na Rua Olinto Meira, n.º 1074, Barro Vermelho, Natal/RN. Os acionistas aprovaram, ainda, a **indicação** como membro titular do Conselho de Administração, o Sr. Fernando Arronte Villegas, espanhol, casado, físico, registro nacional de estrangeiros n.º RNE V303347-B, CPF/MF n.º 012.423.054-75, com endereço na Praia do Flamengo, 78/ 3º andar, Flamengo, Rio de Janeiro-RJ, cuja eleição e posse ficam condicionadas à obtenção da autorização de concomitância de funções a ser outorgada pela Coordenadoria Geral de Imigração do Ministério do Trabalho”.


7 - ENCERRAMENTO: Nada mais havendo a se tratar, foram suspensos os trabalhos para a lavratura desta ata. Reaberta a sessão, foi esta lida, conferida, aprovada e assinada pelo Presidente e por mim, que secretariei os trabalhos, e pelos acionistas que representam o quorum legal de instalação e deliberação, bem como pelo representante do Conselho Fiscal presente à Assembléia. Natal, 08 de agosto de 2005. Presidente: Eduardo Soares; Secretário: Roberto Medeiros dos Santos, Acionistas: COMPANHIA ELÉTRICA DO ESTADO DA BAHIA – COELBA, NEOENERGIA S.A. e UPTICK PARTICIPAÇÕES S.A.



Renato Sobral Pires Chaves
Presidente da Assembléia
P/p Eduardo Soares



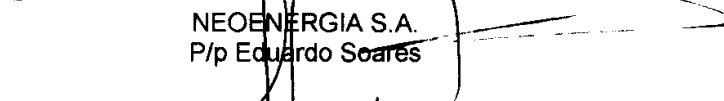
Roberto Medeiros dos Santos
Secretário



COMPANHIA ELÉTRICA DO ESTADO DA BAHIA – COELBA
P/p Eduardo Soares



NEOENERGIA S.A.
P/p Eduardo Soares



UPTICK PARTICIPAÇÕES S.A.
P/p Francisco Antônio Veiga de Medeiros



IVAN SOUZA GUERRA LIMA
Conselheiro Fiscal

CNPJ N.º 08.324.196/0001-81

NIRE Nº 24300000502

COMPANHIA ABERTA - Registro CVM 01813-9

**ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA
COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE – COSERN,
REALIZADA EM 12 DE SETEMBRO DE 2005.**

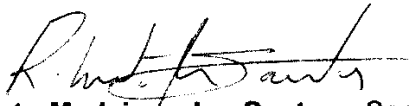
Aos doze dias do mês de setembro do ano de 2005, às 18:00 horas, na filial da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern, localizada na Praia do Flamengo nº 78, 3º andar, Rio de Janeiro, RJ, reuniu-se o Conselho de Administração, com a participação dos membros abaixo assinados que tomaram conhecimento e deliberaram, por unanimidade, sobre os seguintes assuntos: (i) fixar o *spread* a ser acrescido à taxa média dos Depósitos Interfinanceiros de um dia – DI “extragrupo”, expressa na forma percentual calculada e divulgada pela CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação, para cálculo da Remuneração das debêntures da 1ª Série da 3ª emissão de debêntures da Companhia (“Debêntures da 1ª Série”), com base no resultado obtido em procedimento de consulta prévia da demanda de potenciais investidores pelas Debêntures, em diversos níveis de taxa (*bookbuilding*), realizado em 12 de setembro de 2005 (“*Spread* das Debêntures da 1ª Série”); (ii) fixar a taxa percentual fixa ao ano, incidente sobre o Valor Nominal Unitário atualizado das debêntures da 2ª Série da 3ª emissão de debêntures da Companhia (“Debêntures da 2ª Série”), para cálculo da Remuneração das Debêntures da 2ª Série, com base no resultado obtido em procedimento de consulta prévia da demanda de potenciais investidores pelas Debêntures, em diversos níveis de taxa (*bookbuilding*), realizado em 12 de setembro de 2005 (“*Spread* das Debêntures da 2ª Série”); e (iii) fixar o valor e a quantidade de Debêntures a serem alocadas em cada série da 3ª emissão de debêntures da Companhia (“Emissão”); **DELIBERAÇÕES:** O Conselho de Administração deliberou, por unanimidade: (i) tendo sido finalizado o procedimento de *bookbuilding*, não emitir debêntures da 2ª Série da Emissão; desse modo, serão emitidas 17.900 debêntures, em série única, perfazendo o montante de R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais), com as mesmas características deliberadas pela AGE para as debêntures da 1ª Série da Emissão (“Debêntures”); (ii) fixar em 1,30% (um inteiro e trinta centésimos por cento) ao ano, base de 252 dias, o *spread* a ser acrescido à taxa média dos Depósitos Interfinanceiros de um dia – DI “extragrupo”, expressa na forma percentual, calculada e divulgada pela CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação, para cálculo da Remuneração das Debêntures da Emissão; (iii) tendo em vista a deliberação do item (i) acima, nada mais há a deliberar no presente item da ordem do dia. **ENCERRAMENTO:** Nada mais havendo a tratar, o senhor Presidente deu por encerrada a reunião, que teve como participantes Joilson Ferreira Rodrigues,

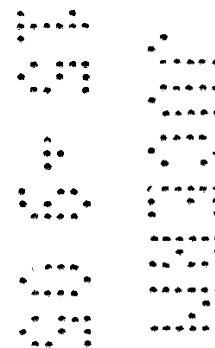
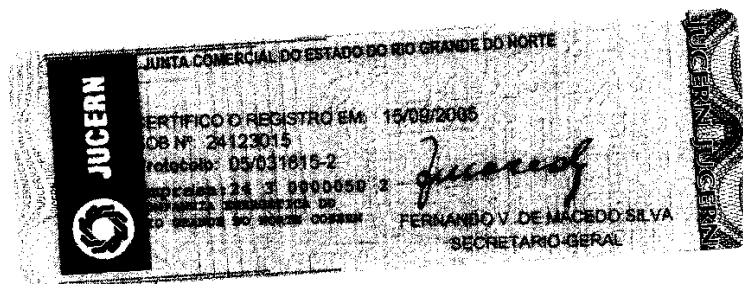




Francisco Antônio Veiga de Medeiros (suplente), Luciana Freitas Rodrigues, Marcelo Maia de Azevedo Corrêa, Mario José Ruiz-Tagle Larrain (suplente), Pedro Damásio da Costa Neto e Roberto Medeiros dos Santos(suplente), da qual lavrou-se a presente ata que, lida e achada conforme, foi lavrada no livro próprio e assinada por mim Roberto Medeiros dos Santos, que secretariei os trabalhos, a redigi e a encerro com a minha assinatura.

Rio de Janeiro, 12 de setembro de 2005.


Roberto Medeiros dos Santos - Secretário



ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA ENERGÉTICA
DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

CAPÍTULO I - DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

Artigo 1º - A Companhia é uma sociedade anônima, sob a denominação de Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN e reger-se-á pelo presente estatuto social e pelas disposições legais aplicáveis.

Parágrafo Único - A companhia manterá sua condição de companhia aberta por todo o prazo da concessão.

Artigo 2º - A Companhia tem sede e foro na Cidade de Natal, Capital do Estado do Rio Grande do Norte, e, por decisão da Diretoria, poderá instalar sucursais, filiais, agências, escritórios, postos de serviços ou depósitos em outras cidades, vilas ou distritos do Estado, ou, ainda, em qualquer parte do território nacional ou no exterior, por deliberação do Conselho de Administração.

Artigo 3º - A Companhia tem por objeto estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

Artigo 4º - A Companhia terá duração por prazo indeterminado.

CAPÍTULO II - CAPITAL SOCIAL

Artigo 5.º - O Capital Social é de R\$ R\$ 179.787.268,58 (cento e setenta e nove milhões, setecentos e oitenta e sete mil e duzentos e sessenta e oito reais e cinquenta e oito centavos), representado por 168.074.028 (cento e sessenta e oito milhões, setenta e quatro mil e vinte oito) ações nominativas escriturais, divididas em 129.746.219 (cento e vinte e nove milhões, setecentos e quarenta e seis mil e duzentos e dezenove) ações ordinárias, de classe única, 20.606.128 (vinte milhões, seiscentas e seis mil, cento e vinte e oito) ações preferenciais de classe A e 17.721.681 (dezessete milhões, setecentos e vinte e um mil e seiscentos e oitenta e uma) ações preferenciais de classe B, todas sem valor nominal.

Artigo 6º - Somente as ações ordinárias conferem direito de voto nas deliberações da Assembléia Geral, na proporção de um voto por ação.

Artigo 7º - As ações preferenciais Classe A e B terão direito ao recebimento de dividendos, por ação, no mínimo 10% superiores àqueles atribuídos às ações ordinárias.

Parágrafo Único – Às ações preferenciais fica assegurada, na forma da Lei, prioridade no reembolso do capital, sem prêmio, pelo valor de patrimônio líquido das ações, no caso de liquidação da Companhia, ficando assegurada, ainda, às ações preferenciais Classe “A” prioridade na distribuição de dividendo.

Artigo 8º - As ações podem ser convertidas em outras classes, desde que a conversão seja solicitada pelo respectivo detentor e expressamente autorizada pela Assembléia Geral.

Parágrafo Primeiro - As despesas com a substituição de certificados de ações ou cautelas que as representem correm por conta do acionista interessado.

Parágrafo Segundo - A Companhia poderá emitir, na forma da Lei, títulos unitários ou múltiplos de ações e, provisoriamente, cautelas que as representem.

Artigo 9º - As ações que compõe o controle acionário da Companhia, ou seja representativas de 51% (cinquenta e um por cento) do capital votante, definido nos termos do Edital nº 01/97, que disciplinou o processo de desestatização da Companhia, não poderão ser transferidas, cedidas ou alienadas, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, sem a prévia concordância do Poder Concedente.

CAPÍTULO III - DA ASSEMBLÉIA GERAL

Artigo 10.º - As condições para a realização da Assembléia Geral, a forma de sua convocação e funcionamento, o número necessário de acionistas presentes, a maneira de suas deliberações e os seus atos preliminares são os prescritos em Lei e neste Estatuto.

Parágrafo Primeiro - O Presidente do Conselho de Administração instalará a Assembléia e promoverá, por eleição ou aclamação, a escolha do Presidente e do Secretário da mesa que dirigirá os trabalhos.

Parágrafo Segundo – As convocações serão realizadas por meio de edital de convocação publicado com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, em primeira convocação, e com 8 (oito) dias de antecedência em segunda convocação, o qual deverá conter descrição dos assuntos que serão objeto de deliberação pelos acionistas.

Parágrafo Terceiro - Todos os documentos a serem analisados ou discutidos em Assembléia Geral serão disponibilizados aos acionistas na bolsa de valores em que as ações da Companhia forem mais negociadas, assim como na sede social da Companhia, a partir da data da publicação do primeiro edital de convocação referido no Parágrafo Segundo acima.

Artigo 11.º - A Assembléia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos quatro primeiros meses após o encerramento do exercício social, por convocação do Conselho de Administração, através do seu Presidente, pelo respectivo substituto, ou, na ausência deles, pela Diretoria, para exercer as atribuições previstas na Lei.

Artigo 12.º- A Assembléia Geral reunir-se-á extraordinariamente por convocação do Conselho de Administração, ou da Diretoria da Companhia, sempre que se fizer necessário, bem assim pelo Conselho Fiscal ou por acionistas, nos casos previstos em lei.

Artigo 13.º- A remuneração dos membros da Diretoria, do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, será fixada pela Assembléia Geral de Acionistas.

CAPÍTULO IV - DA ADMINISTRAÇÃO

Artigo 14.º- A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, que terão a composição e atribuições previstas na lei e neste Estatuto.

Artigo 15.º- Aos membros da Administração é vedada a aquisição, ainda que em hasta pública, de bens de propriedade da Companhia.

Artigo 16.º- O prazo de gestão de Conselheiros e Diretores estender-se-á até a posse dos respectivos substitutos eleitos.

SEÇÃO I - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Artigo 17.º- O Conselho de Administração será composto por até 11 (onze) membros, e seus suplentes, eleitos pela Assembléia Geral e por ela destituíveis a qualquer tempo. O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos pelos seus membros.

Parágrafo 1º - Aos acionistas minoritários com direito a voto e presentes à Assembléia, excluindo-se os empregados acionistas com direito a voto, é assegurado o direito de eleger um dos Conselheiros, se maior número não lhes couber, pelo processo de voto múltiplo, na forma da Lei, desde que preenchidas as condições necessárias à eleição do respectivo Conselheiro e que os minoritários, em conjunto, representem, ao menos 5% (cinco por cento) do capital .

Parágrafo 2º - Aos empregados acionistas, com direito a voto, é assegurado o direito de eleger, em eleição em separado, um dos membros do Conselho de Administração.

Parágrafo 3º - Os Conselheiros terão mandato de 1 (um) ano, permitida a reeleição.

Parágrafo 4º - Os Conselheiros tomarão posse assinando, isolada ou conjuntamente, o respectivo termo, lavrado no "Livro de Atas de Reuniões do Conselho de Administração", dentro dos 30 (trinta) dias seguintes à eleição.

Parágrafo 5º - Vagando cargo de Conselheiro, o Conselho designará um substituto para servir até a primeira Assembléia Geral, que elegerá novo Conselheiro para completar o mandato.

Parágrafo 6º - Não se aplicará a regra do parágrafo anterior, quando a eleição dos Conselheiros houver sido realizada pelo processo de voto múltiplo, ou quando a Assembléia Geral decidir pela recomposição plena do Conselho, casos em que a eleição será feita para todo o Colegiado, permitida a recondução dos membros remanescentes.

Parágrafo 7º - A remuneração dos membros do Conselho de Administração será fixada pela Assembléia Geral.

Artigo 18.º- Ressalvados os casos de urgência, o Conselho de Administração reunir-se-á trimestralmente, em sessão ordinária, em data e horário previamente informados com antecedência mínima de 5 (cinco) dias e deliberará por maioria de votos, presentes, no mínimo, 6 (seis) de seus membros, dentre eles o Presidente.

Parágrafo 1º - O Conselho de Administração poderá ser convocado, extraordinariamente, pelo seu Presidente ou pela maioria de seus membros.

Parágrafo 2º - O Presidente do Conselho será substituído, nos casos de afastamento temporário e nos impedimentos legais, pelo Vice-Presidente.

Parágrafo 3º - Os Diretores da Companhia, que não forem membros do Conselho, poderão tomar parte nas reuniões do órgão, sem direito a voto, quando:

- (a) a pedido, deferido pelo Presidente; e
- (b) obrigatoriamente, por convocação do Conselho.

Parágrafo 4º - Para fins de atendimento do quorum estabelecido no *caput* deste Artigo, fica determinado que os Conselheiros ausentes, nas Reuniões do Conselho, poderão votar por escrito, desde que entreguem o voto a um outro Conselheiro presente nas reuniões do Conselho.

Artigo 19.º- Compete ao Conselho de Administração:

- (a) Fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, manifestando-se sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;
- (b) Eleger e destituir os Diretores, e fixar-lhes as atribuições, observadas as disposições deste Estatuto;
- (c) Fiscalizar a gestão dos Diretores, examinar, a qualquer tempo, os livros e documentos da Companhia, solicitar informações sobre contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros atos, visando assegurar a correta execução da política administrativa da Companhia;
- (d) Convocar a Assembléia Geral;
- (e) Aprovar os programas anuais e plurianuais de investimentos da Companhia;
- (f) Manifestar-se sobre propostas de reforma estatutária apresentada pela Diretoria;
- (g) Autorizar a contratação de empréstimos externos e no País, estes quando superiores a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

- (h) Autorizar a alienação, oneração e permuta de bens imóveis pertencentes à Companhia, bem como a prestação de garantias a obrigações de terceiros;
- (i) Aprovar proposta da Diretoria para aquisição de bens imóveis que venham a integrar o patrimônio da Companhia, desde que o valor da operação ultrapasse o limite de R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais);
- (j) Escolher e destituir os auditores independentes;
- (k) Manifestar-se sobre o sistema de classificação de cargos da Companhia, proposto pela Diretoria;
- (l) Propor ou deliberar a emissão de títulos e valores mobiliários e autorizar a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real e de notas promissórias para distribuição pública;
- (m) Manifestar-se sobre a destinação a ser dada ao lucro líquido da Companhia, proposta pela Diretoria;
- (n) Deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e distribuição de dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados de estudos, auditados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta;
- (o) Autorizar operações de captação de recursos, mediante a emissão de Notas Promissórias e Recibos de Depósitos, observada a legislação vigente;
- (p) Autorizar a compra de ações da Companhia para manutenção em tesouraria ou para cancelamento, nas condições estabelecidas pela legislação vigente;
- (q) Autorizar a instalação de sucursais, filiais, agências, ou escritório da Companhia fora do Estado do Rio Grande do Norte;
- (r) Autorizar à Diretoria, nos casos em que exceda à competência desta, a outorga de poderes especiais a diretor ou a procurador; e
- (s) Decidir sobre os casos omissos neste Estatuto, com base na legislação em vigor.

Parágrafo Único - Serão arquivadas no registro do comércio e publicadas as atas das reuniões do Conselho de Administração que contiverem decisão destinada a produzir efeitos perante terceiros.

SEÇÃO II - DIRETORIA

Artigo 20.º- A Diretoria é o órgão executivo da administração. A diretoria é composta por no mínimo 2 (dois) membros e no máximo por 7 (sete) membros, sendo 1 (um) Diretor-Presidente.

Parágrafo 1º - Os membros da Diretoria serão eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo 2º - Em suas ausências ou impedimentos temporários os diretores serão substituídos de acordo com indicação da Diretoria.

Parágrafo 3º - Em caso de vacância do cargo de Diretor Presidente, o Conselho de Administração será imediatamente convocado para eleição do substituto. Em caso de vacância de cargo de qualquer outro diretor, o órgão continuará em funcionamento com os demais diretores, devendo o Conselho de Administração ser imediatamente convocado para eleição de novo diretor.

Artigo 21.º- Os membros da Diretoria tomarão posse mediante termo lavrado no "Livro de Atas das Reuniões da Diretoria".

Artigo 22.º- A Diretoria reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por mês, e, ainda, sempre que convocada por qualquer dos Diretores. A convocação far-se-á por escrito, inclusive via fax ou telex, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis. O quorum de instalação da reunião é a maioria dos membros em exercício.

Parágrafo Único - As deliberações da Diretoria serão tomadas pelo voto favorável da maioria dos Diretores presentes à reunião, cabendo ao Diretor-Presidente, além do voto comum, o de desempate.

Artigo 23.º- Compete à Diretoria:

- (a) Propor ao Conselho de Administração as diretrizes fundamentais de administração da Companhia, a serem por este examinadas e aprovadas;
- (b) Administrar a Companhia e tomar as providências adequadas à fiel execução das deliberações da Assembléia Geral e do Conselho de Administração, regulamentando-as, quando couber, mediante a expedição de normas, instruções gerais ou específicas e resoluções;
- (c) Autorizar a criação e extinção de cargos, obedecido o Plano de Cargos e Salários da Companhia;
- (d) Delegar poderes a Diretores e Chefes para autorização de despesas, estabelecendo limites e condições;
- (e) Propor ao Conselho de Administração a aquisição de bens imóveis por parte da Companhia, quando o valor da operação for superior a R\$ 500.000,00 (quinhentos mil reais);
- (f) Convocar a Assembléia Geral, nos casos previstos neste Estatuto;
- (g) Enviar ao Conselho de Administração, dentro de 90 dias a contar do encerramento do exercício e após ouvido o Conselho Fiscal, o relatório anual, o balanço patrimonial e demais demonstrações financeiras previstas em lei;
- (h) Designar representantes da Companhia nas Assembléias Gerais de subsidiárias e, quando convier, das demais sociedades das quais a Companhia participa como simples acionista ou quotista;
- (i) Encaminhar à Comissão de Valores Mobiliários, quando for o caso, a exposição justificativa de que trata o parágrafo 4º do art. 202 da Lei nº 6.404/76;
- (j) Propor ao Conselho de Administração a realização de operações de captação de recursos, mediante a emissão de Notas Promissórias e Recibos de Depósito, observadas as normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM);
- (k) Recomendar ao Conselho de Administração a aquisição de ações da Companhia, para manutenção em tesouraria ou para cancelamento, nas condições estabelecidas pela CVM;
- (l) Aumentar o valor de quaisquer dos itens do programa anual de investimentos, em até 5% (cinco por cento) do total aprovado pelo Conselho de Administração, inclusive facultando-se o remanejamento entre itens, desde que não se altere a estrutura original do referido programa de investimentos; e
- (m) Exercer outras atribuições que lhe forem cometidas pelo Conselho de Administração ou pela Assembléia Geral.

Artigo 24.º- Compete ao Diretor-Presidente:

- I. Executar e fazer cumprir as deliberações da Assembléia Geral, do Conselho de Administração e da Diretoria;
- II. Representar a Companhia em juízo ou fora dele, perante as empresas subsidiárias ou associadas, os acionistas, os poderes constituídos e o público em geral, podendo delegar tais poderes a qualquer Diretor ou empregado da COSERN;
- III. Aprovar as alterações da estrutura organizacional da Companhia, até o nível de Departamento, ou equivalente;
- IV. Convocar e presidir as reuniões da Diretoria;
- V. Identificar e propor novas oportunidades de negócios para a Cosern;
- VI. Estabelecer e administrar os planos estratégicos dos sistemas de informação da empresa;

VII. Conduzir as relações institucionais da COSERN com o Poder Concedente e com os Órgãos e Empresas do Setor Elétrico Nacional, participando dos foros importantes de discussão setorial;

VIII. Coordenar os contatos da Empresa com os Poderes Públicos constituídos;

IX. Supervisionar as atividades da Companhia no que diz respeito aos seus aspectos jurídicos e legais;

X. Fazer publicar o relatório anual da Companhia;

XI. Suspender qualquer decisão da Diretoria, quando considerá-la contrária à Lei, ao Estatuto ou inconveniente aos interesses sociais, submetendo o assunto à deliberação do Conselho de Administração e sugerir o seu encaminhamento à Assembléia Geral, se for o caso;

XII. Coordenar as atividades executivas dos demais membros da Diretoria; e

XIII. Delegar autoridade aos Diretores para decidirem dentro de suas áreas, sem necessidade de consultas, até o limite que fixar.

Artigo 25.º- No caso de licença ou afastamento, o Diretor-Presidente será substituído por outro diretor ou por um Procurador-Superintendente, indicado pela Diretoria.

Artigo 26.º- Para os fins previstos no artigo anterior, a ausência do Diretor-Presidente deverá ser por ele comunicada oficialmente ao seu substituto, ou reconhecida pela Diretoria, em reunião formal.

Artigo 27.º- Compete a cada um dos demais Diretores as seguintes atribuições:

I. representar a Companhia nos casos de delegação específica do Diretor-Presidente;

II. dirigir, supervisionar, com responsabilidade, as atividades abrangidas pela área que for definida como de sua competência, pelo Conselho de Administração, no âmbito da atuação da Companhia;

III. delegar poderes a empregados da Companhia, em subordinação vertical, no que concerne a atos administrativos na área de sua competência;

IV. tornar efetivo, no que lhe corresponde, o cumprimento das deliberações da Diretoria, do Conselho de Administração e da Assembléia Geral;

V. substituir o Diretor-Presidente nas hipóteses previstas neste Estatuto; e

VI. exercer outras atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração.

Artigo 28.º- Os seguintes atos necessitam da assinatura do Diretor-Presidente ou de dois outros Diretores, em conjunto: (i) constituição de procuradores "ad negotia" ou "ad judícia", (ii) indicação de prepostos em nome da Companhia.

Artigo 29.º- A Companhia se obriga perante terceiros por atos praticados (i) pelo seu Diretor-Presidente, (ii) por dois outros Diretores, em conjunto, (iii) por um Diretor e por um procurador ou Procurador Superintendente ou (iv) por dois Procuradores Superintendentes em conjunto, constituídos nos termos do artigo 28.

Parágrafo Único - Os contratos, acordos, convênios, ou quaisquer atos que gerem obrigações para a Companhia no valor de até R\$ 250.000,00 (duzentos e cinquenta mil reais) deverão ser assinados pelo (i) Diretor-Presidente, ou (ii) por dois outros Diretores, em conjunto, ou (iii) por um Diretor e um Procurador-Superintendente em conjunto, ou (iv) por um Diretor e um Procurador em conjunto, ou (v) por dois Procuradores Superintendentes em conjunto, ou (vi) por um Procurador-Superintendente e um Procurador em conjunto. Caso o valor exceda o limite acima indicado, então, os respectivos atos deverão ser assinados conforme previsto nos itens (ii), (iii) e (v) deste parágrafo.

CAPÍTULO V - DO CONSELHO FISCAL

Artigo 30.º- O Conselho Fiscal funcionará nos exercícios sociais em que for instalado a pedido de acionistas.

Parágrafo Único - O Conselho Fiscal será composto de 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembléia Geral.

Artigo 31.º- Ao Conselho Fiscal compete exercer as atribuições previstas na legislação em vigor.

CAPÍTULO VI - DO EXERCÍCIO SOCIAL, DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, DAS RESERVAS, DOS DIVIDENDOS E DA PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

Artigo 32.º- No encerramento de cada exercício social, que coincidirá com o ano civil, serão elaboradas, com a observância das disposições legais, as seguintes demonstrações financeiras:

- (a) balanço patrimonial;
- (b) demonstrativo das mutações do patrimônio líquido;
- (c) demonstração do resultado do exercício;
- (d) demonstração das origens e aplicações de recursos.

Artigo 33.º- O exercício social coincidirá com o ano civil, terminando, portanto, em 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as demonstrações financeiras, sendo levantados balanços semestrais em 30 de junho de cada ano.

Artigo 34.º- Depois de constituída a reserva legal, a destinação da parcela remanescente do lucro líquido apurado ao fim de cada exercício, que coincidirá com o ano civil, será, por proposta da Administração, submetida à deliberação da Assembléia Geral.

Parágrafo 1º - A Companhia poderá levantar balanços intercalares e, com base neles, distribuir dividendos, desde que o total dos dividendos pagos com base nesses balanços não exceda o montante das reservas de capital de que trata o § 1º do art. 182 da Lei nº 6.404/76.

Parágrafo 2º - O valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do parágrafo 7º do Artigo 9º da Lei 9.249, de 26.12.1995 e legislação e regulamentação pertinentes, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório e ao dividendo anual mínimo para as ações preferenciais, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais.

Parágrafo 3º - Apurado o resultado do exercício social, observadas as disposições legais, serão feitas as seguintes deduções e destinações:

- (a) de uma parcela destinada aos empregados da Companhia, a título de participação nos lucros, no montante de até 2% (dois por cento) do lucro realizado no ano, apurado antes da dedução de impostos, do resultado não operacional, do resultado financeiro, da depreciação e da amortização, que será distribuída segundo critérios a serem fixados pela Diretoria;
- (b) de outra parcela destinada aos Administradores, dentro do limite legal e somente pertinente ao exercício social em relação ao qual for atribuído aos acionistas o dividendo mínimo previsto em Lei.

Artigo 35.º- Pelo menos 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado na forma da lei, será destinado ao pagamento de dividendos.

Artigo 36.º- O dividendo previsto no artigo anterior não será obrigatório no exercício social em que a Diretoria - dando prévio conhecimento ao Conselho de Administração - informar à Assembléia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia, observadas as disposições do parágrafo 4º do Art. 202 da Lei nº 6.404/76.

Artigo 37.º- Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contado nos termos do art. 287 da Lei nº 6.404/76, reverterão em benefício da Companhia.

CAPÍTULO VII - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Artigo 38.º- O capital dos acionistas, enquanto aplicado em obras em andamento, vencerá os juros que a lei fixar, os quais terão o destino indicado na legislação especial relativa aos serviços de energia elétrica.

Artigo 39.º- Os casos omissos no presente Estatuto serão resolvidos com base na legislação vigente.

Atualização após alterações aprovadas na 43ª Assembléia Geral Ordinária e 125ª Assembléia Geral Extraordinária realizadas no dia 28 de Março de 2005.

INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 3ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, QUIROGRAFÁRIAS, EM SÉRIE ÚNICA, DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Pelo presente instrumento particular,

1. **COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN**, companhia aberta com sede em Natal, Estado do Rio Grande do Norte, na Rua Mermoz, 150, Bairro Baldo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 08.324.196/0001.81, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social (doravante denominada "**Emissora**"); e
2. **PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**, com sede no Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida das Américas, 4.200, bloco 04, sala 514, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 17.343.682/0001-38, neste ato representado na forma de seu Estatuto Social, representando a comunhão de titulares das debêntures objeto da presente emissão (doravante denominados "**Agente Fiduciário**" e "**Debenturistas**", respectivamente),

(doravante denominadas, conjuntamente, "**Parte**" ou "**Partes**"),

vêm, por esta e na correta forma de direito, celebrar o presente "Instrumento Particular de Escritura da 3ª Emissão de Debêntures Simples, Quirografárias, em Série Única, da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN" (doravante denominada "**Escritura**"), contendo as seguintes cláusulas e condições:

CAPÍTULO I - DA AUTORIZAÇÃO

I.1. Esta Escritura é celebrada com base na deliberação tomada na Assembléia Geral Extraordinária da Emissora, realizada em 08 de agosto de 2005 ("**AGE**").

I.2. A reunião do Conselho Fiscal da Emissora, realizada em 26 de julho de 2005, opinou favoravelmente à presente emissão.

I.3. Adicionalmente, o Conselho de Administração da Emissora aprovou, em reunião realizada em 12 de setembro de 2005, ao final do Procedimento de *Bookbuilding* ("**RCA**"), conforme definido na Cláusula V.4.1, a Remuneração aplicável às Debêntures, o número de séries e a quantidade de Debêntures a serem emitidas.

CAPÍTULO II - DOS REQUISITOS

II.1. A 3ª (terceira) emissão de debêntures da Emissora (doravante denominadas a "**Emissão**" e as "**Debêntures**") é feita com observância dos seguintes requisitos:

II.1.1. Arquivamento e publicação de deliberações societárias. A ata da AGE foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte sob o nº 24122304, em 29 de agosto de 2005, e foi publicada no "Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte" e no jornal "Valor Econômico" em 31 de agosto de 2005. Adicionalmente, a ata da RCA será igualmente arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte e publicada no "Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Norte" e no jornal "Valor Econômico".

II.1.2. Inscrição da Escritura e de seus aditivos. Esta Escritura, bem como seus aditivos, serão inscritos na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte.

II.1.3. Registro na Comissão de Valores Mobiliários. A distribuição pública das Debêntures será registrada na Comissão de Valores Mobiliários ("**CVM**"), na forma da Lei nº 6.385, de 7 de



dezembro de 1976, e alterações posteriores, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro 1976, e alterações posteriores ("Lei nº 6.404/76"), da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução nº 400/03"), e demais disposições legais e regulamentares pertinentes.

II.1.4. Aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica. A presente Emissão foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ("ANEEL") em 29 de agosto de 2005, por meio do despacho nº 1.089, publicado no Diário Oficial da União, em 31 de agosto de 2005.

II.1.5. Registro para distribuição no mercado primário. Foi solicitado registro para distribuição no mercado primário por meio do Sistema de Distribuição de Títulos – SDT, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro ("ANDIMA"), sendo a subscrição liquidada pela CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP").

II.1.6. Registro para negociação secundária. Foi solicitado registro para negociação no mercado secundário, (a) no Sistema Nacional de Debêntures ("SND"), administrado pela ANDIMA, sendo os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP, segundo as respectivas normas e procedimentos; e (b) no Sistema BovespaFix ("BovespaFix"), administrado pela Bolsa de Valores de São Paulo – Bovespa ("Bovespa"), sendo a negociação e a liquidação na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC").

II.1.7. Registro na Associação Nacional dos Bancos de Investimento. A oferta das Debêntures será estruturada de acordo com o Código de Auto-Regulação para as Ofertas Públicas de Títulos e Valores Mobiliários da Associação Nacional dos Bancos de Investimento, de 16 de janeiro de 2002 ("Código de Auto-Regulação" e "ANBID", respectivamente), e registrada na ANBID, no prazo de 15 (quinze) dias, a contar da data da concessão do respectivo registro na CVM, nos termos do artigo 22 do Código de Auto-Regulação, pelo coordenador líder da Emissão ("Coordenador Líder"), conforme definido no "Contrato de Distribuição Pública, Sob Regime de Garantia Firme de Colocação, de Debêntures Simples, Quirografárias, em Série Única, da 3ª Emissão da Companhia Elétrica do Rio Grande do Norte" ("Contrato de Distribuição"), celebrado entre a Emissora e os Coordenadores da Emissão (conforme definição no Contrato de Distribuição).

CAPÍTULO III – DO OBJETO SOCIAL DA EMISSORA

Atualmente, a Emissora tem por objeto social estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito, bem como atividades associadas ao serviço de energia elétrica e outras fontes alternativas de energia, renováveis ou não, podendo administrar sistemas de produção, transmissão, distribuição ou comercialização de energia pertencentes ao Estado, à União Federal ou a Municípios, prestar serviços técnicos de sua especialidade, realizar operações de exportação e importação, organizar subsidiárias, incorporar ou participar de outras empresas e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo.

A partir de setembro de 2005, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, conforme definido na Cláusula VII.2, § 1º, as atividades da Emissora estão restritas à distribuição de energia elétrica, lhe sendo vedado o exercício de qualquer outra atividade estranha à atividade de distribuição.

CAPÍTULO IV – DA DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Observada a forma de integralização prevista na Cláusula V.16, o montante líquido obtido pela Emissora com a distribuição pública das Debêntures será destinado para (i) o resgate antecipado integral das debêntures da 2ª (segunda) emissão de Debêntures, e para (ii) resgate antecipado de outras operações financeiras da Emissora.



CAPÍTULO V - DAS CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES

As Debêntures terão as seguintes características:

V.1. Número de ordem da Emissão. Esta é a 3ª (terceira) emissão de debêntures da Emissora.

V.2. Valor total da Emissão. O valor total da Emissão é de R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais), na Data de Emissão, conforme definido na Cláusula V.12.

V.2.1.1. Fica desde já esclarecido que a Emissão não contempla a opção de distribuição de lote suplementar prevista no artigo 24 da Instrução CVM nº 400/03, bem como a faculdade de a Emissora emitir Debêntures adicionais, nos termos do artigo 14, §2º da referida Instrução.

V.3. Valor nominal unitário. O valor nominal unitário das Debêntures ("**Valor Nominal Unitário**") será de R\$ 10.000,00 (dez mil reais), na Data de Emissão.

V.4. Número de séries. As Debêntures serão emitidas em uma única série.

V.4.1 Foi realizado Procedimento de *Bookbuilding*, conduzido para verificação, junto aos investidores, da demanda pelas Debêntures em diferentes níveis de taxa de juros ("Procedimento de *Bookbuilding*") no qual foi definido, de acordo com as condições de mercado a época da colocação, que as Debêntures serão emitidas em uma única série.

V.4.2 Ao final do Procedimento de *Bookbuilding*, foi ratificado, pela RCA: (i) o valor total da emissão; (ii) a remuneração das Debêntures; e (iii) a emissão das Debêntures em uma única série.

V.5. Atualização do Valor Nominal Unitário. Não haverá atualização do Valor Nominal Unitário das Debêntures.

V.6. Quantidade de Debêntures. Serão emitidas 17.900 (dezessete mil e novecentas) Debêntures em série única.

V.6.1 Distribuição Parcial. Não haverá quantidade ou valor mínimo de colocação para efetivação da Emissão. A presente Emissão somente será efetivada na hipótese de colocação da totalidade das Debêntures ofertadas.

V.7. Forma. As Debêntures serão da forma nominativa, escritural, e não contarão com a emissão de certificados representativos. Para todos os fins e efeitos de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da conta de depósito emitido pelo Banco Bradesco S.A., instituição depositária responsável pela escrituração das Debêntures ("**Instituição Depositária**"). Adicionalmente, para as Debêntures custodiadas na CETIP, será expedido por esta o "Relatório de Posição de Ativos", acompanhado de extrato em nome do Debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia destes títulos e, para as Debêntures custodiadas na CBLC, será por esta expedido relatório indicando a titularidade das Debêntures que estiverem custodiadas na CBLC.

V.8. Convertibilidade em ações. As Debêntures não serão conversíveis em ações de emissão da Emissora.

V.9. Espécie. As Debêntures serão quirografárias.

V.10. Limite da Emissão. Tendo em vista que, na data de celebração da presente Escritura, o capital social autorizado da Emissora é de R\$179.787.268,58 (cento e setenta e nove milhões, setecentos e oitenta e sete mil e duzentos e sessenta e oito reais e cinquenta e oito centavos), encontra-se atendido o limite de emissão previsto no artigo 60 da Lei nº 6.404/76.



V.11. Colocação. As Debêntures serão objeto de distribuição pública, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários. O público alvo é composto por (i) quaisquer investidores, pessoas físicas ou jurídicas, não qualificados, clientes dos Coordenadores, desde que atestem ter tido amplo conhecimento dos termos, condições e riscos inerentes à Emissão e acesso aos Prospectos Preliminar e Definitivo, assim como (ii) pelos investidores institucionais ou qualificados, (conforme definição do artigo 109 da Instrução CVM nº 409, de 18 de agosto de 2004. . As Debêntures serão colocadas sob regime de garantia firme de subscrição, nos termos do Contrato de Distribuição.

V.12. Data de emissão. Para todos os efeitos legais, a Data de Emissão das Debêntures será 01 de setembro de 2005 ("**Data de Emissão**").

V.13. Prazo e data de vencimento. As Debêntures terão prazo de vencimento de 5 (cinco) anos contado da Data de Emissão, vencendo em 01 de setembro de 2010 ("**Data de Vencimento**").

V.14. Prazo para subscrição. As Debêntures serão subscritas em até 6 (seis) meses, contados da data de publicação do anúncio de início de distribuição da presente Emissão.

V.15. Preço de subscrição. O preço de subscrição das Debêntures será o seu Valor Nominal Unitário, acrescido da respectiva Remuneração, conforme definido na Cláusula V.18, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a Data de Integralização, conforme definido na Cláusula V.16 ("**Preço de Subscrição**").

V.16. Formas de subscrição e integralização. A subscrição das Debêntures será efetuada por meio dos procedimentos da CETIP. O pagamento do Preço de Subscrição será realizado à vista, no ato da subscrição ("**Data de Integralização**"), em moeda corrente nacional.

V.17. Pagamento do Valor Nominal Unitário.

V.17.1. O Valor Nominal Unitário das Debêntures será pago pela Emissora em 5 (cinco) parcelas iguais, semestrais e sucessivas a partir do final do 36º (trigésimo sexto) mês, inclusive, contado da Data de Emissão ("**Amortização**" ou "**Amortizações**"), de acordo com a tabela abaixo:

	Datas	% do Valor Nominal das Debêntures
1.	01 de setembro de 2008	20
2.	01 de março de 2009	20
3.	01 de setembro de 2009	20
4.	01 de março de 2010	20
5.	01 de setembro de 2010	20

V.18. Remuneração.

V.18.1. Remuneração das Debêntures. Sobre o saldo do Valor Nominal Unitário incidirão juros remuneratórios correspondentes à variação percentual acumulada da taxa média diária do DI - Depósito Interfinanceiro de um dia, extragrupo ("**Taxa DI**"), calculada e divulgada pela CETIP, capitalizada de um *spread* ("**Spread das Debêntures**") de 1,30% (um inteiro e trinta centésimos por cento), base 252 dias úteis, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada Período de Capitalização, de acordo com a fórmula expressa na Cláusula V.18.1.3 (*Spread* das Debêntures, em conjunto com a Taxa DI, denominados "**Remuneração das Debêntures**").

V.18.1.1. A Remuneração das Debêntures será calculada de forma exponencial e cumulativa *pro rata temporis* por dias úteis decorridos, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário das



Debêntures, ou pelo saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, desde a Data de Emissão, ou da data do vencimento de juros imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento. O *Spread* das Debêntures foi definido em Procedimento de *Bookbuilding*.

V.18.1.2. O Procedimento de *Bookbuilding* consiste na verificação, junto aos investidores, da demanda pelas Debêntures da Emissora em diferentes níveis de taxa de juros. Ao final deste procedimento, a RCA ratificou o *Spread* das Debêntures sobre a Taxa DI e o volume da Emissão, conforme o artigo 59, § primeiro, da Lei nº 6.404/76.

V.18.1.3.1 Define-se:

- i) Período de Vigência de Juros: espaço de tempo que se inicia na Data de Emissão e se encerra na Data de Vencimento das Debêntures;
- ii) Período de Capitalização: intervalo de tempo que se inicia na Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Capitalização, ou na data prevista para o pagamento da Remuneração das Debêntures imediatamente anterior, no caso dos demais Períodos de Capitalização, e termina na data prevista do pagamento da Remuneração das Debêntures correspondentes ao período. Cada Período de Capitalização sucede o anterior sem solução de continuidade. A Remuneração das Debêntures correspondente ao Período de Capitalização será devida semestralmente, sendo o primeiro vencimento em 01 de março de 2006 e o último em 01 de setembro de 2010;
- iii) Subperíodo de Capitalização: prazos definidos de acordo com as Taxas DI apuradas, sendo que:
 - a) o primeiro Subperíodo de Capitalização inicia-se na Data de Emissão e termina no prazo definido pela Taxa DI apurada naquela data;
 - b) os Subperíodos de Capitalização seguintes são definidos apurando-se a Taxa DI no vencimento do subperíodo anterior, entendendo-se como o novo subperíodo em vigor o prazo desta taxa, sendo que o último Subperíodo de Capitalização terá seu vencimento na mesma data de vencimento do Período de Capitalização; e
 - c) as taxas dos subperíodos são acumuladas de forma exponencial utilizando-se o critério *pro rata temporis* por dias úteis para a Taxa DI e por dias úteis para o *spread*, se necessário, até a data do efetivo pagamento da Remuneração das Debêntures, de forma a cobrir todo o Período de Capitalização.

V.18.1.3.1 A Remuneração das Debêntures será calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$(J = VNe \times (FatorJuros - 1)), \text{ onde:}$$



“J” corresponde ao valor unitário dos juros flutuantes, acrescido de *spread*, acumulado no período, calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento; devidos no final de cada Período de Capitalização.

“VNe” corresponde ao valor nominal de emissão da Debênture no início do Período de Capitalização, informado/calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;

“Fator Juros” corresponde ao fator de juros composto pelo parâmetro de flutuação acrescido de *spread*, calculado com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento, apurado da seguinte forma:

$$\text{FatorJuros} = (\text{FatorDI} \times \text{FatorSpread}), \text{ onde:}$$

“Fator DI=” corresponde ao produtório das Taxas DI com uso de percentual aplicado, da Data de Emissão, inclusive, até a data de cálculo exclusive, calculado com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento; apurado da seguinte forma:

$$\text{Fator DI} = \prod_{k=1}^n (1 + \text{TDI}_k),$$

“n” corresponde ao número total de Taxas DI consideradas na atualização do ativo, sendo “n” um número inteiro;

“TDI_k” corresponde à Taxa DI, expressa ao dia, calculada com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento; da seguinte forma:

$$\text{TDI}_k = \left(\frac{\text{DI}_k}{100} + 1 \right)^{\frac{d_k}{252}} - 1,$$

“DI_k” corresponde à Taxa DI divulgada pela CETIP, válida por 1 (um) dia útil (*overnight*), utilizada com 2 (duas) casas decimais.

d_k = número de dia(s) útil(eis) correspondentes ao prazo de validade da Taxa DI Over, sendo “d_k” um número inteiro;

“Fator Spread” corresponde ao *spread* de juros fixos calculados com 9 (nove) casas decimais, com arredondamento:

$$\text{FatorSpread} = \left\{ \left[\left(\frac{\text{spread}}{100} + 1 \right)^{\frac{n}{252}} \right]^{\frac{DP}{DT}} \right\}$$

onde:




spread = *Spread* das Debêntures, na forma percentual ao ano, informado com 4 (quatro) casas decimais;

n = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, ou a Data de Emissão, no caso do primeiro Período de Remuneração, sendo "*n*" um número inteiro;

DT = é o número de dias úteis entre o último e o próximo evento, sendo "*DT*" um número inteiro; e

DP = é o número de dias úteis entre o último evento e a data atual, sendo "*DP*" um número inteiro.

V.18.1.3.2 Para efeito dos cálculos previstos no item anterior uma vez o Fator *DI* estando acumulado, considera-se o fator resultante com 8 (oito) casas decimais, com arredondamento.

18.1.3.3 A Taxa *DI* deverá ser utilizada considerando idêntico número de casas decimais divulgado pelo órgão responsável pelo seu cálculo.

V.18.1.4. No caso de indisponibilidade temporária da Taxa *DI* quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, será utilizada, em sua substituição, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa *DI* conhecida, acrescida do *Spread* das Debêntures, se houver, até a data da aferição, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora, quanto pelos debenturistas, quando da divulgação posterior da Taxa *DI* respectiva.

V.18.1.5. Na ausência de apuração e/ou divulgação da Taxa *DI* pela CETIP por prazo superior a 10 (dez) dias consecutivos após a data esperada para sua divulgação, ou, ainda, no caso de sua extinção ou impossibilidade de sua aplicação por imposição legal, será utilizado em sua substituição o índice que vier a ser determinado legalmente como seu substituto, se houver, caso o mesmo contenha características semelhantes à Taxa *DI*. Na ausência de critério legal substituto com características semelhantes à Taxa *DI*, o Agente Fiduciário deverá convocar Assembleia Geral de Debenturistas ("AGD") para definir, de comum acordo com a Emissora, o parâmetro a ser aplicado. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas na Cláusula V.18.1 e seguintes, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa *DI* conhecida, acrescida do *Spread* das Debêntures, até a data da deliberação da AGD.

V.18.1.5.1. Caso não haja acordo sobre a nova remuneração entre titulares de Debêntures representando pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) do total das Debêntures em circulação e a Emissora, as Debêntures deverão ser resgatadas pela Emissora, na sua totalidade, no prazo de 20 (vinte) dias úteis contado da data da realização da AGD, pelo saldo do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração das Debêntures (aplicando-se a última Taxa *DI* divulgada) devida até a data do resgate, calculada pro rata temporis, a partir da Data de Emissão ou data do último pagamento da Remuneração das Debêntures, o que ocorrer por último. O resgate ao qual se refere esta Cláusula não será acrescido de prêmio de qualquer natureza. As Debêntures resgatadas pela Emissora serão canceladas.

V.19. Periodicidade do Pagamento da Remuneração. A Remuneração das Debêntures será paga semestralmente a partir da Data de Emissão, razão pela qual o 1º (primeiro) pagamento ocorrerá em 01 de março de 2006 e o último, em 01 de setembro de 2010. Farão jus à Remuneração das Debêntures os titulares das Debêntures que assim constem na Instituição Depositária ao final do dia útil anterior à data de seu pagamento.

V.20. Local de pagamento. Os pagamentos a que fazem jus as Debêntures serão efetuados pela Emissora no mesmo dia de seu vencimento, utilizando-se os procedimentos adotados pela CETIP ou pela CBLC, ou por meio do Banco Depositário, para os titulares das Debêntures que não estejam custodiadas na CETIP ou na CBLC.



V.21. Banco Mandatário e Banco Depositário. O banco mandatário e banco depositário das Debêntures será o Banco Bradesco S.A. ("**Banco Mandatário**").

V.22. Fundo de Amortização. Não será constituído fundo de amortização para a presente Emissão.

V.23. Aquisição Facultativa. A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir Debêntures em circulação, por preço igual ou inferior ao seu Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração *pro rata* devida até a data de aquisição e ainda não paga aos debenturistas, observado o disposto no § 2º do artigo 55 da Lei nº 6.404/76.

V.23.1. As Debêntures adquiridas pela Emissora poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Emissora, ou ser novamente colocadas no mercado. As Debêntures adquiridas pela Emissora para permanência em tesouraria nos termos desta cláusula, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração das demais Debêntures em circulação.

V.24. Repactuação. Não haverá repactuação das Debêntures.

V.25. Resgate Antecipado Facultativo. A Emissora poderá resgatar antecipadamente todas as Debêntures em circulação a partir do 30º (trigésimo) mês a contar da Data de Emissão, inclusive. O resgate antecipado poderá ser total ou parcial, pelo Valor Nominal Unitário da Debênture, na Data da Emissão, acrescido da Remuneração devida até a data do pagamento das Debêntures resgatadas e de prêmio equivalente a 0,80% (oitenta centésimos por cento) sobre o saldo a ser resgatado. As Debêntures resgatadas serão canceladas.

V.25.1 Na hipótese de deliberação de resgate antecipado parcial, adotar-se-á o critério de sorteio, a ser realizado na presença do Agente Fiduciário e com divulgação pela imprensa, de acordo com o item V.29 abaixo, inclusive no que concerne às regras do sorteio, nos termos do artigo 55, §1º da Lei nº 6.404/76.

V.25.2 Na hipótese das Debêntures registradas na CETIP, a operacionalização do resgate parcial dar-se-á, conforme regulamento do SND, através de operação de compra e venda definitiva, no mercado secundário, das Debêntures registradas no referido sistema. Todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades, por debenturista, a serem resgatadas, serão realizadas fora do âmbito da CETIP. Fica definido que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o resgate parcial, não haverá a necessidade de ajuste à Escritura ou qualquer outra formalidade.

V.25.3 Na hipótese das Debêntures registradas no BOVESPA FIX, as Debêntures serão resgatadas segundo os procedimentos definidos pela CBLC e, na hipótese das Debêntures não estarem vinculadas ao CETIP ou CBLC, as Debêntures serão resgatadas através da Instituição Depositária.

V.26. Encargos Moratórios. Sem prejuízo da Remuneração das Debêntures, ocorrendo atraso imputável à Emissora no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa moratória de 2,0% (dois por cento) e juros de mora de 1,0% (um por cento) ao mês, ambos calculados sobre os valores em atraso, encargos moratórios esses calculados desde a data de inadimplemento até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial ("**Encargos Moratórios**").

V.27. Prorrogação dos Prazos. Considerar-se-ão automaticamente prorrogados os prazos referentes ao cumprimento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da presente Escritura, até o 1º (primeiro) dia útil subsequente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro Encargo

Moratório, se a data de vencimento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo ou dia em que não houver expediente bancário nas cidades de Osasco e/ou de São Paulo, no Estado de São Paulo e/ou na cidade de Natal, no Estado do Rio Grande do Norte.

V.28. Decadência dos Direitos aos Acréscimos. Sem prejuízo do disposto na Cláusula V.26, o não-comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a qualquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas nesta Escritura, ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de nenhum rendimento, acréscimo ou Encargos Moratórios, se houver, relativos ao período correspondente à data em que os recursos forem colocados à disposição para pagamento e a data efetiva de comparecimento do Debenturista para recebimento desses recursos, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

V.29. Publicidade. Observados os prazos especificados na presente Escritura, todos os atos e decisões destinados aos Debenturistas deverão ser obrigatoriamente comunicados, na forma de avisos, no jornal "Valor Econômico" e "Diário Oficial do Rio Grande do Norte" e através da rede mundial de computadores, por meio do site da Emissora (<http://www.cosern.com.br>), devendo esta avisar o Agente Fiduciário, antecipadamente, da realização de qualquer publicação. O anúncio de início e o anúncio de encerramento da presente Emissão poderão ser publicados no jornal "Valor Econômico" na forma de aviso resumido, conforme estabelecido pela Instrução nº 400/03, sendo obrigatoriamente disponibilizados, em sua íntegra, no website da Emissora acima indicado.

V.30. Imunidade Tributária. Caso qualquer Debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e Banco Depositário, no prazo mínimo de 10 (dez) dias úteis antes da data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus rendimentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

V.31. Comunicações. As comunicações a serem enviadas por qualquer das Partes nos termos desta Escritura deverão ser consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com "aviso de recebimento" expedido pelo correio ou por telegrama, nos endereços constantes abaixo. As comunicações feitas por fac-símile ou correio eletrônico serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado por meio de indicativo (recibo emitido pela máquina utilizada pelo remetente). Os respectivos originais deverão ser encaminhados em até 5 (cinco) dias úteis após o envio da mensagem:

a. Para a Emissora:

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Rua Mermoz, 150, Bairro Baldo

Natal - RN

CEP: 59025-250

At. Diretor de Economia, Finanças e de Relações com Investidores – Sr. Erik da Costa Breyer

Telefone: (21)3235-9817

Fac-símile:(21) 3235-9883

E-mail: ebreyer@neoenergia.com

b. Para o Agente Fiduciário:

PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Avenida das Américas, 4.200 Sala 514 - Bloco 04

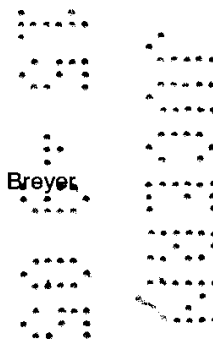
Rio de Janeiro – RJ

CEP: 22640-102 – Rio de Janeiro – RJ

At. Sr. Maurício Ribeiro

Telefone: (21) 3385-4565

Fac-símile: (21) 3385-4046



E-mail: mribeiro@pentagonotrustee.com.br

c. Para o Banco Mandatário e Banco Depositário:

BANCO BRADESCO S.A.

Departamento de Ações e Custódia
Cidade de Deus, Prédio Amarelo, 2º andar - Osasco
São Paulo – SP
CEP: 06029-900
At. Sr. Ailton Abel Galvão /José Donizetti de Oliveira
Telefone: (11) 3684-5133
Fac-símile: (11) 3684-2714
E-mail: bradescocustodia@bradesco.com.br

d. Para a CETIP:

CETIP - CÂMARA DE CUSTÓDIA E LIQUIDAÇÃO

Av. República do Chile, 230, 11º andar
Rio de Janeiro - RJ
CEP 20031-170
Telefone: (21) 2276-7474
Fax: (21) 2252-4308/2262-5481

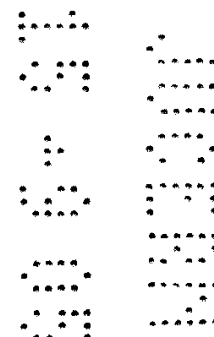
ou

Rua Líbero Badaró, 425, 24º andar
São Paulo – SP
CEP 01009-000
Telefone: (11) 3111-1411
Fax: (11) 3115-1664}

e. Para a CBLC:

COMPANHIA BRASILEIRA DE LIQUIDAÇÃO E CUSTÓDIA:

Rua XV de Novembro, 275, 6º andar
São Paulo - SP
CEP: 01014-001
Telefone: (11) 3247-4824
Fax: (11) 3247-5260}



CAPÍTULO VI – DEFINIÇÕES DE TERMOS FINANCEIROS

VI. Para os fins desta Escritura, especialmente no que se refere ao disposto no item VII.2.1. abaixo (Hipóteses de Vencimento Antecipado através de AGD), aplicar-se-ão as seguintes definições, baseadas em demonstrativos elaborados com base nos princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil:

Assinatura manuscrita em tinta preta, localizada no canto inferior esquerdo da página.



Assinatura manuscrita em tinta preta, localizada no canto inferior direito da página, ao lado do carimbo jurídico.

"Dívida Líquida": significa o endividamento oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras;

"EBITDA": significa o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação ao longo dos últimos 12 (doze) meses ao qual deverá ser adicionado, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, a parcela da amortização da recomposição tarifária do racionamento;

"Resultado Financeiro": significa a diferença entre Receitas Financeiras e Despesas Financeiras ao longo dos últimos 12 (doze) meses, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, será considerado "1".

CAPÍTULO VII – DO VENCIMENTO ANTECIPADO

VII.1. Hipóteses de Vencimento Antecipado Automático. O Agente Fiduciário declarará antecipadamente vencidas todas as obrigações da Emissora constantes desta Escritura e exigirá dela o imediato pagamento do saldo devedor do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo pagamento, calculada *pro rata temporis*, Encargos Moratórios, se houver, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura, na ocorrência de qualquer uma das seguintes hipóteses:

- a. descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária perante os Debenturistas da Emissão, prevista nesta Escritura, não sanada em 2 (dois) dias úteis contado da data da inadimplência;
- b. (i) pedido de recuperação judicial ou extrajudicial da Emissora formulado pela Emissora e/ou pelos seus controladores COELBA (definição abaixo) e/ou Neoenergia S.A., esses na qualidade de controladores direto ou indireto da Emissora; (ii) pedido de auto-falência ou de falência da Emissora, seus acionistas controladores formulado pela Emissora e/ou por seus acionistas controladores; (iii) decretação de falência da Emissora, seus acionistas controladores; e ou (iv) liquidação da Emissora;
- c. pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou de seus acionistas controladores e não devidamente elidido pela Emissora e/ou por seus acionistas controladores, no prazo legal; ou
- d. término ou rescisão, por qualquer motivo, do Contrato de Concessão nº 08/97, celebrado entre a Emissora e o Poder Concedente (União), em 31 de dezembro de 1997, conforme aditado em 29 de novembro e em 18 de abril de 2005, relativo ao serviço público de distribuição de energia elétrica para o Estado do Rio Grande do Norte ("Contrato de Concessão").

VII.2. Hipóteses de Vencimento Antecipado através de AGD. Observado o disposto na Cláusula VII.4, o Agente Fiduciário deverá convocar, dentro de 48 (quarenta e oito) horas da data em que tomar conhecimento da ocorrência de qualquer dos eventos abaixo, a AGD para deliberar sobre a declaração do vencimento antecipado das Debêntures, observado o quorum específico estabelecido na Cláusula VII.3, na ocorrência de qualquer uma das seguintes hipóteses:

- a. protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora, cujo valor unitário ou agregado seja igual ou superior a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais) que não seja sanado no prazo de 30 (trinta) dias contados de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, salvo se (i) tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiros, desde que validamente comprovado pela Emissora, (ii) for cancelado, ou, ainda, (iii) forem prestadas pela Emissora, e aceitas pelo Poder Judiciário, garantias em juízo;



- b. descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura, não sanada no prazo de 30 (trinta) dias, contado da data do recebimento de notificação escrita do Agente Fiduciário nesse sentido, sendo que esse prazo não se aplica a qualquer outra hipótese prevista neste Capítulo VII;
- c. vencimento antecipado de quaisquer obrigações pecuniárias da Emissora, quando tais obrigações tornarem-se exigíveis, em valor agregado igual ou superior a R\$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);
- d. alteração do controle acionário direto ou indireto da Emissora, sem que os Debenturistas previamente reunidos em AGD especialmente convocada para esse fim aprovelem referida alteração, exceto no caso da alteração do controle acionário da Emissora em razão do processo de desverticalização da Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA (“COELBA”), desde que a Emissora permaneça sob o mesmo controle indireto.
- e. cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora que possa, de qualquer modo, vir a prejudicar o cumprimento das obrigações decorrentes desta Escritura, excetuadas a cisão, a fusão e a incorporação quando previamente aprovadas pelos Debenturistas reunidos em AGD especialmente convocada para esse fim, observado o quorum previsto na Cláusula X.5, sendo que, nesse caso, não será admitida a opção de dispensa da realização de AGD prevista no §1º do artigo 231 da Lei nº 6.404/76; ou
- f. realização de qualquer pagamento de dividendos pela Emissora, ressalvado o disposto no artigo 202 da Lei nº 6.404/76, ou de qualquer outra participação nos lucros estatutariamente prevista, caso esteja em mora relativamente ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão.-e

VII.2.1. Observado o disposto no Capítulo VI, configurar-se-á, também, hipótese de vencimento antecipado deliberado através de AGD, o descumprimento da seguinte obrigação:

- a. manutenção, pela Emissora, dos índices e limites financeiros a seguir: (a) Relação Dívida Líquida/EBITDA, não superior a 3,0; (b) Relação EBITDA/Resultado Financeiro, não inferior a 2,0.

VII.2.1.1. A apuração pelo Agente Fiduciário das relações previstas na Cláusula anterior deverá ser feita em relação a cada uma das demonstrações financeiras auditadas da Emissora, seja trimestral ou anual, até 5 (cinco) dias úteis após a sua disponibilização pela Emissora à CVM, na forma de legislação aplicável e de acordo com o disposto no item a.8 da Cláusula VII.2.1.2. abaixo.

VII.2.1.2. Os índices e limites financeiros estabelecidos no item VII.2.1.(a) acima serão apurados ao final de cada trimestre fiscal, sendo certo que, em caso de descumprimento, a Companhia terá até o final da próxima apuração pelo Agente Fiduciário, no próximo trimestre fiscal, para obter o seu restabelecimento.

VII.2.1.3. As obrigações previstas neste Capítulo VII vigorarão durante todo o prazo das Debêntures, até a Data de Vencimento, ou enquanto houver Debêntures em circulação.

VII.3. Após a realização da AGD mencionada nas Cláusulas VII.2 e VII.2.1, o Agente Fiduciário declarará antecipadamente vencidas todas as obrigações da Emissora constantes desta Escritura e exigirá dela o imediato pagamento do saldo devedor do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo pagamento, calculada *pro rata temporis*, Encargos Moratórios, se houver, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura, a menos que titulares das Debêntures representando, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, de maneira independente, optem por não declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures,



observando-se o previsto no parágrafo único do artigo 13 da Instrução CVM nº 28/83.

VII.4. Pagamento. Declarado o vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora pagará, conforme aqui previsto, o saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido (i) da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, até a data do efetivo pagamento, (ii) dos Encargos Moratórios, se houver, e (iii) de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura.

VII.5. Correção de Valores. Para fins de verificação do cumprimento das obrigações estabelecidas nos itens VII.2 (a) e (c) acima, os respectivos valores de referência serão corrigidos pelo IGP-M a partir da data de assinatura desta Escritura ou, à falta deste, por outro índice publicado pela Fundação Getúlio Vargas que reflita a perda do poder de compra da moeda nacional ocorrida no período.

CAPÍTULO VIII – DAS OBRIGAÇÕES ADICIONAIS DA EMISSORA

VIII. A Emissora está adicionalmente obrigada a:

a. encaminhar ao Agente Fiduciário:

a.1. dentro de, no máximo, 60 (sessenta) dias após o término de seu primeiro trimestre social, cópia de suas demonstrações financeiras completas, relativas ao respectivo trimestre social, bem como declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento das obrigações previstas nesta Escritura;

a.2. dentro de, no máximo, 90 (noventa) dias após o término de cada exercício social, cópia de suas demonstrações financeiras completas, relativas ao respectivo exercício social, acompanhadas de parecer dos auditores independentes, bem como cópia de qualquer comunicação feita pelos auditores independentes à Emissora, ou à sua administração, e respectivas respostas, com referência ao sistema de contabilidade, gestão ou às contas da Emissora, bem como declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento das obrigações previstas nesta Escritura;

a.3. cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pelas normas editadas pela CVM, inclusive a Instrução CVM nº 202, de 6 de dezembro de 1993, nos prazos ali previstos;

a.4. o anúncio da convocação e a ata de qualquer assembléia geral de acionistas da Emissora, bem como as atas das reuniões do conselho de administração, da diretoria e do conselho fiscal, que contenham deliberações que guardem relação com a presente Emissão, nos mesmos prazos previstos na Instrução CVM nº 202, de 6 de dezembro de 1993, ou, se ali não previstos, no prazo de 5 (cinco) dias úteis contado da data em que forem (ou deveriam ter sido) publicados ou, se não forem publicados, da data em que forem realizados;

a.5. na mesma data de suas publicações, os atos e decisões referidos na Cláusula 14.29;

a.6. na data de sua divulgação, qualquer fato relevante, divulgado nos termos da Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002;

a.7. os comprovantes de cumprimento de suas obrigações perante os Debenturistas desta Emissão, no prazo de até 15 (quinze) dias, contado da respectiva data de vencimento;

a.8. dentro de, no máximo, 3 (três) dias úteis após a disponibilização à CVM de qualquer informação trimestral (ITR) ou anual (DFP-IAN), devidamente auditadas, relatório



demonstrativo do cumprimento da obrigação prevista na Cláusula VII.2.1, detalhado em relação a cada um dos índices a serem observados, com a respectiva memória de cálculo e contas utilizadas;

- a.9. imediatamente, qualquer informação relacionada com a presente Emissão que lhe venha a ser razoavelmente solicitada, por escrito, pelo Agente Fiduciário;
- a.10. informações a respeito da ocorrência de qualquer dos eventos indicados no Capítulo VII - Vencimento Antecipado, imediatamente após a sua ocorrência;
- a.11. anualmente, cópia dos relatórios de classificação de risco (*rating*) da Emissão que vierem a ser emitidos pela agência de classificação de risco (*rating*), no prazo de 5 (cinco) dias úteis contado da data de seu recebimento. Esses relatórios deverão ser entregues à CVM na mesma data em que forem enviados ao Agente Fiduciário em cumprimento a este item a.11.
- b. proceder à adequada publicidade dos dados econômico-financeiros, nos termos exigidos pela Lei nº 6.404/76 e pelas normas editadas pela CVM, inclusive pela Instrução CVM nº 207, de 1 de fevereiro de 1994, promovendo a publicação das suas demonstrações financeiras anuais;
- c. manter a sua contabilidade atualizada e efetuar os respectivos registros, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil;
- d. manter contratados, durante a vigência das Debêntures, às suas expensas, os prestadores de serviços inerentes às obrigações previstas nesta Escritura, incluindo o Agente Fiduciário, a Instituição Depositária, o Banco Mandatário, os sistemas de negociação das Debêntures no mercado secundário (SND e Bovespa-Fix) e a agência de classificação de risco (*rating*) previstas nesta Escritura;
- e. convocar a AGD para deliberar sobre qualquer das matérias que, direta ou indiretamente, se relacionem com a presente Emissão, caso o Agente Fiduciário não o faça;
- f. cumprir com todas as determinações emanadas da CVM, inclusive o envio de documentos, prestando, ainda, as informações que lhes forem solicitadas;
- g. submeter, na forma da legislação aplicável, a exame por empresa de auditoria independente, registrada na CVM, suas demonstrações financeiras;
- h. manter sempre atualizado o registro de companhia aberta na CVM e, bem assim, fornecer aos Debenturistas desta Emissão, quando assim solicitado, as demonstrações financeiras publicadas, previstas no artigo 176 da Lei nº 6.404/76;
- i. manter em adequado funcionamento um órgão para atender, de forma eficiente, aos Debenturistas desta Emissão, ou contratar instituições financeiras autorizadas para a prestação desse serviço;
- j. não realizar operações fora de seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;
- k. notificar o Agente Fiduciário sobre qualquer ato ou fato que (a) possa causar interrupção ou suspensão relevante das atividades da Emissora, (b) faça com que as demonstrações ou informações financeiras fornecidas pela Emissora à CVM não mais reflitam a real condição financeira da Emissora; ou (c) cause alteração substancial, nas condições (financeiras ou outras) ou nos negócios da Emissora que possa impossibilitar ou dificultar de forma relevante o cumprimento, pela Emissora, de suas obrigações decorrentes desta



Escritura; e

- I. observar os limites de emissão prescritos no artigo 60, da Lei nº 6.404/76.

CAPÍTULO IX - DO AGENTE FIDUCIÁRIO

IX.1. Nomeação. A Emissora nomeia e constitui a **PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**, para Agente Fiduciário dos Debenturistas da Emissão objeto desta Escritura, que, neste ato e pela melhor forma de direito, aceita a nomeação, para, nos termos da legislação aplicável e da Escritura, representar perante a Emissora a comunhão dos titulares das Debêntures. A Emissora declara não ter conhecimento de fato que impeça o Agente Fiduciário de exercer, plenamente, suas funções, nos termos da Lei nº 6.404/76, e demais normas aplicáveis, inclusive regulamentares.

IX.2. Declarações. O Agente Fiduciário declara:

- a. não ter qualquer impedimento legal, sob as penas da lei, conforme artigo 66, § 3º, da Lei nº 6.404/76, e demais normas aplicáveis, inclusive regulamentares, para exercer a função que lhe é conferida;
- b. não se encontrar em nenhuma das situações de conflito de interesse, previstas no artigo 10, da Instrução CVM nº 28, de 23 de novembro de 1983;
- c. aceitar a função que lhe é conferida, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstos na legislação específica e nesta Escritura;
- d. aceitar integralmente os termos da presente Escritura, todas as suas cláusulas e condições, tendo verificado a veracidade das informações nela contidas;
- e. estar devidamente autorizado, na forma da lei e de seus atos societários, a celebrar esta Escritura e a cumprir com suas obrigações nela previstas;
- f. que esta Escritura constitui uma obrigação legal, válida e vinculante do Agente Fiduciário, exequível de acordo com suas cláusulas;
- g. que a celebração desta Escritura e o cumprimento de suas obrigações nela previstas não violam qualquer obrigação anteriormente assumida pelo Agente Fiduciário; e
- h. ser instituição devidamente organizada, constituída e existente de acordo com as leis brasileiras.

IX.3. Substituição. Nas hipóteses de ausência, impedimento temporário, renúncia, intervenção, liquidação judicial ou extrajudicial, falência, ou qualquer outro caso de vacância do Agente Fiduciário, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias, contado do evento que a determinar, AGD da presente Emissão, para a escolha do novo agente fiduciário, a ser convocada pelo próprio Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação ou pela CVM. Na hipótese de a convocação não ocorrer em até 15 (quinze) dias antes do término do prazo acima citado, caberá à Emissora efetuar a escolha, sendo certo que a CVM poderá nomear substituto provisório enquanto não se consumar o processo de escolha do novo agente fiduciário. A remuneração do novo agente fiduciário será definida na própria AGD que escolher o novo agente fiduciário, observado o disposto na Cláusula IX.3.4.



IX.3.1. Na hipótese de não poder o Agente Fiduciário continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta Escritura, deverá ele comunicar imediatamente o fato aos Debenturistas desta Emissão, pedindo sua substituição.

IX.3.2. É facultado aos Debenturistas desta Emissão, após o encerramento do prazo para a distribuição pública das Debêntures no mercado, proceder à substituição do Agente Fiduciário e à indicação de seu substituto, em AGD especialmente convocada para esse fim.

IX.3.3. A substituição do Agente Fiduciário, em caráter permanente, fica sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos na legislação aplicável, inclusive na Instrução CVM nº 28, de 23 de novembro de 1983, e eventuais normas posteriores.

IX.3.4. O agente fiduciário substituto fará jus à mesma remuneração percebida pelo anterior, caso a AGD desta Emissão não delibere sobre a matéria. Em hipótese alguma a remuneração do agente fiduciário poderá ser superior à ora avençada.

IX.3.5. A substituição do Agente Fiduciário deverá ser objeto de aditamento à Escritura, averbado na Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Norte.

IX.3.6. O Agente Fiduciário iniciará o exercício de suas funções a partir da data desta Escritura, ou de eventual aditamento relativo à sua substituição, devendo permanecer no exercício de suas funções até a efetiva substituição.

IX.3.7. O agente fiduciário substituto deverá, imediatamente após sua nomeação, comunicá-la aos Debenturistas desta Emissão, em forma de aviso, de acordo com a Cláusula V.29.

IX.3.8. Aplicam-se às hipóteses de substituição do Agente Fiduciário as normas e preceitos emanados pela CVM, em especial a Instrução CVM nº 28, de 23 de novembro de 1983.

IX.4. Deveres e atribuições. Além de outros previstos em lei, em ato normativo da CVM e nesta Escritura, constituem deveres e atribuições do Agente Fiduciário:

- a. proteger os direitos e interesses dos Debenturistas, aplicando no exercício da função o cuidado e a diligência que toda pessoa ativa e proba costuma empregar na administração de seus próprios negócios;
- b. renunciar à função, na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão ou impedimento;
- 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 nesta Escritura, diligenciando no sentido de que sejam sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tenha conhecimento;
- e. promover, nos competentes órgãos, caso a Emissora não o faça, a inscrição desta Escritura e respectivos aditamentos, sanando as lacunas e irregularidades porventura neles existentes. Neste caso, o oficial do registro notificará a administração da Emissora para que esta lhe forneça as indicações e documentos necessários;
- 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, à Emissora, quando julgar necessário para o fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das Varas de Fazenda Pública, cartórios de protesto, Juntas de Conciliação e Julgamento e Procuradoria da Fazenda Pública onde se localiza a sede ou o estabelecimento principal da Emissora;
- i. solicitar, às expensas da Emissora, quando considerar necessário, auditoria extraordinária na Emissora;
- j. convocar, quando necessário, a AGD da presente Emissão, mediante anúncio publicado, pelo menos 3 (três) vezes, nos termos da Cláusula V.29, observadas outras regras relacionadas à publicação constantes da Lei nº 6.404/76, da regulamentação aplicável e desta Escritura;
- k. comparecer à AGD, a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;
- l. elaborar, anualmente, relatório destinado aos debenturistas, nos termos do artigo 68, § 1º, alínea "b", da Lei nº 6.404/76, o qual deverá conter, ao menos, as seguintes informações:
 - l.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;
 - l.2. alterações estatutárias ocorridas no período;
 - l.3. comentários sobre as demonstrações contábeis da Emissora, enfocando os indicadores econômicos, financeiros e a estrutura de capital da Emissora;
 - l.4. posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado;
 - l.5. resgate, Amortização, aquisição facultativa, e pagamento de Remuneração das Debêntures realizados no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela Emissora;
 - l.6. acompanhamento da destinação dos recursos captados através da Emissão de Debêntures, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da Emissora;
 - l.7. relação dos bens e valores entregues à sua administração;
 - l.8. cumprimento de outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura;
 - l.9. declaração sobre sua aptidão para continuar o exercício da sua função de Agente Fiduciário;
- m. disponibilizar o relatório de que trata a alínea "l" aos Debenturistas, no prazo máximo de 4 (quatro) meses, a contar do encerramento do exercício social da Emissora, ao menos nos seguintes locais:
 - m.1. na sede da Emissora;
 - m.2. no local por ele indicado;
 - m.3. na sede da CVM;



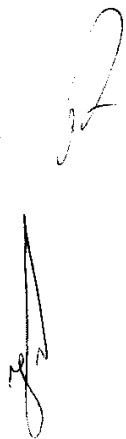
- m.4. na sede da Bovespa e da CETIP; e
- m.5. na sede da Instituição Líder;
- n. publicar, na forma da Cláusula V.29, anúncio comunicando aos Debenturistas desta Emissão que o relatório se encontra à sua disposição nos locais indicados na alínea "m";
- o. manter atualizada a relação dos Debenturistas desta Emissão, com endereços, mediante, inclusive, gestões junto à Emissora, à Instituição Depositária, à CBLC e à CETIP;
- p. fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta Escritura, especialmente daquelas impositivas de obrigações de fazer e de não fazer;-e
- q. notificar os Debenturistas desta Emissão, se possível individualmente, no prazo máximo de 15 (quinze) dias, de qualquer inadimplemento, pela Emissora, de obrigações assumidas na presente Escritura, indicando o local em que fornecerá aos interessados maiores esclarecimentos, discriminando os procedimentos judiciais e/ou extrajudiciais que o Agente Fiduciário tenha tomado ou esteja tomando para acautelar e proteger os interesses dos titulares das Debêntures. Comunicação de igual teor deve ser enviada:
 - q.1. à CVM;
 - q.2. à Bovespa e à CETIP; e
 - q.3. à Emissora.
- r. coordenar o sorteio das Debêntures que forem resgatadas antecipadamente, se for o caso.

IX.5. Atribuições Específicas. Observado as disposições desta Escritura, o Agente Fiduciário utilizará quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a Emissora, para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos debenturistas desta Emissão e da realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da Emissora, não sanado, se for o caso, nos prazos previstos no Capítulo VII:

- a. declarar, observadas as condições da presente Escritura, antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e acessórios;
- b. tomar qualquer providência necessária para a realização dos créditos dos Debenturistas desta Emissão;
- c. requerer a falência da Emissora, nos termos da lei brasileira; e
- d. representar os Debenturistas em processo de falência, recuperação judicial, ou, ainda, em qualquer procedimento judicial análogo aos previstos nesta alínea, que substituam ou complementem a atual legislação sobre falências e concordatas.

IX.5.1. O Agente Fiduciário somente se eximirá da responsabilidade pela não-adoção das medidas contempladas nas alíneas "a" a "c", da Cláusula anterior, se, convocada a AGO desta Emissão, aquela assim o autorizar, por deliberação da unanimidade dos titulares das Debêntures em circulação. Para a hipótese prevista na alínea "d", da Cláusula anterior, bastará a deliberação da maioria dos titulares das Debêntures em circulação.

IX.6. Remuneração. Será devida pela Emissora ao Agente Fiduciário, ou à instituição que vier a substituí-lo nesta qualidade, a título de honorários pelo desempenho dos deveres e atribuições que



lhe competem, nos termos da legislação aplicável e desta Escritura, remuneração paga de seguinte forma:

- (a) Parcelas anuais de R\$ 22.000,00 (vinte e dois mil reais), devida a primeira em até 5 dias após a data de assinatura desta Escritura e as demais no mesmo dia dos anos subseqüentes;
- (b) O Agente Fiduciário deverá enviar aviso de cobrança da remuneração à Emissora com antecedência mínima de 5 (cinco) dias corridos da data de cada pagamento, sendo que se a Emissora não receber referido aviso dentro do prazo acima, os pagamentos eventualmente efetuados com atraso, em razão do não recebimento, pela Emissora, de referido aviso, não estarão sujeitos a multas ou penalidades;
- (c) A remuneração prevista no item anterior será devida mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o Agente Fiduciário ainda esteja atuando na cobrança de inadimplências não sanadas pela Emissora;
- (d) As parcelas referentes ao item "a" serão atualizadas, anualmente, de acordo com a variação acumulada do IGP-M, ou na sua falta, pelo índice oficial que vier a substituí-lo, a partir da data do primeiro pagamento, e até as datas de pagamento de cada parcela seguinte, calculada *pro rata die* se necessário;
- (e) A remuneração não inclui as despesas razoáveis com publicações, transporte, alimentação, extração de certidões, viagens e estadias, necessárias ao exercício da função de Agente Fiduciário, durante ou após a implantação do serviço, a serem cobertas pela Emissora, mediante pagamento das respectivas faturas emitidas diretamente em seu nome e acompanhadas dos respectivos comprovantes, ou reembolso, após prévia aprovação. Não estão incluídas igualmente despesas razoáveis com especialistas, caso sejam necessários, tais como auditoria e/ou fiscalização, entre outros, ou assessoria legal à Emissora.
- (f) Em caso de mora no pagamento de qualquer quantia devida em decorrência desta remuneração, os débitos em atraso ficarão sujeitos a multa de 2 % ao mês e juros de mora de 1,0 % ao mês, sem prejuízo da atualização monetária;
- (g) As remunerações serão acrescidas dos seguintes Impostos: ISS (Impostos sobre serviços de qualquer natureza), IRRF (Imposto de Renda Retido na Fonte), PIS (Contribuição ao Programa de Integração Social), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), e quaisquer outros impostos que venham a incidir sobre a remuneração do Agente Fiduciário, nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento; e
- (h) A remuneração cobre os serviços a serem prestados pela equipe técnica do Agente Fiduciário, bem como a participação do Agente Fiduciário em assembleias e/ou reuniões de Debenturistas ressaltando a possibilidade dos referidos eventos serem realizados na sede do Agente Fiduciário.

IX.7. Despesas. A Emissora ressarcirá o Agente Fiduciário de todas as despesas em que, comprovadamente, tenha incorrido, para proteger os direitos e interesses dos debenturistas desta Emissão, ou para realizar seus créditos.

IX.7.1. O ressarcimento a que se refere a cláusula anterior será efetuado em até 10 (dez) dias úteis após a entrega, à Emissora, dos documentos comprobatórios das despesas efetivamente feitas e necessárias à proteção dos direitos dos titulares das Debêntures.



IX.7.2. Em caso de inadimplência da Emissora, todas as despesas razoáveis com procedimentos legais, inclusive administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer, para resguardar os interesses dos debenturistas desta Emissão, deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos Debenturistas desta Emissão e, posteriormente, conforme previsto em lei e na Instrução CVM nº 28/83, ressarcidas pela Emissora. Os recursos para o pagamento de tais despesas, a serem adiantados pelos Debenturistas desta Emissão, incluem, também, gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciais nas ações propostas pelo Agente Fiduciário, ou decorrentes de ações contra ele propostas no exercício de sua função, ou, ainda, que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos debenturistas da presente Emissão. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais, decorrentes da sucumbência em ações judiciais, serão igualmente suportadas pelos Debenturistas da presente Emissão, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do Agente Fiduciário, na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência, por um período superior a 30 (trinta) dias, com relação ao pagamento destas, podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia prévia dos Debenturistas da presente Emissão para cobertura do risco da sucumbência.

IX.7.3. Excluem-se das obrigações de antecipação de recursos estipuladas na Cláusula anterior os Debenturistas impedidos por lei a fazê-lo, ficando desde já estipulado que caberá aos demais Debenturistas arcar com tal ônus, devendo os Debenturistas, então impedidos por lei de efetuar tais antecipações, reembolsar os demais Debenturistas quando receberem os valores devidos pela Emissora.

IX.7.4. As despesas a que se refere a cláusula IX.7 e seguintes compreenderão, inclusive, aquelas incorridas com:

- a. publicação de relatórios, avisos e notificações, conforme previsto nesta Escritura, e outras que vierem a ser exigidas por regulamentos aplicáveis;
- b. extração de certidões;
- c. locomoções entre Estados da Federação e respectivas hospedagens, quando necessárias ao desempenho das funções; e
- d. eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser imprescindíveis, se ocorrerem omissões e/ou obscuridades nas informações pertinentes aos estritos interesses dos Debenturistas.

IX.7.5. O crédito do Agente Fiduciário por despesas incorridas para proteger direitos e interesses, ou realizar créditos dos Debenturistas da presente Emissão, não saldado na forma ora estabelecida, será acrescido à dívida da Emissora e terá preferência sobre as Debêntures na ordem de pagamento.

CAPÍTULO X – DA ASSEMBLÉIA GERAL DE DEBENTURISTAS

X.1. Os titulares das Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em AGD, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

X.2. Convocação. A AGD pode ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por Debenturistas que representem 10% (dez por cento), no mínimo, das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

X.3. Quorum de Instalação. A AGD instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas titulares das Debêntures da presente Emissão, que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação, e, em segunda convocação, com qualquer quorum.



X.3.1. Para os fins de apuração do quorum de instalação em qualquer AGD, serão excluídas as Debêntures mantidas em tesouraria pela Emissora, ou que sejam de titularidade, direta ou indireta, de sociedades sob controle comum da Emissora, sejam elas coligadas, controladas ou controladoras, diretas ou indiretas, ou de pessoas físicas que sejam controladoras bem como dos administradores de referidas sociedades.

X.4. Mesa Diretora. A presidência da AGD caberá ao Debenturista eleito pelos titulares das Debêntures, ou àquele designado pela CVM.

X.5. Quorum de Deliberação. Nas deliberações da AGD, a cada Debênture caberá um voto. As deliberações serão tomadas por debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em circulação, com exceção da modificação (i) da data de vencimento das Debêntures, (ii) das condições da Amortização, (iii) que diminua a Remuneração; ou (iv) que altere qualquer um dos *quori* de deliberação da AGD previstos na presente Escritura, as quais deverão ser deliberadas por Debenturistas que representem a totalidade das Debêntures em circulação, na forma do disposto no artigo 71, § 5º, da Lei nº 6.404/76, ressalvado o disposto na cláusula IX.5.1.

X.5.1. Para os fins de apuração do quorum de deliberação em qualquer AGD da presente Emissão, serão excluídos os votos em branco, as Debêntures mantidas em tesouraria pela Emissora ou que sejam de titularidade, direta ou indireta, de sociedades sob controle comum, coligadas, controladas ou controladoras, diretas ou indiretas, e de pessoas físicas que sejam controladoras bem como dos administradores de referidas sociedades.

CAPÍTULO XI – DAS DECLARAÇÕES E GARANTIAS DA EMISSORA

XI.1. A Emissora declara e garante que:

- a. é uma sociedade por ações devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de companhia aberta de acordo com as leis brasileiras;
- b. os representantes legais que assinam esta Escritura 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;
- c. mediante a aprovação da ANEEL e da CVM mencionada no Capítulo II, está devidamente autorizada a celebrar esta Escritura e demais contratos relacionados à Emissão, e a cumprir com todas as obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;
- d. a celebração desta Escritura e o cumprimento de suas obrigações nela previstas ~~(d.1) não infringem nem resultam em vencimento antecipado ou na rescisão de qualquer obrigação anteriormente assumida pela Emissora;~~ ~~(d.2) não infringem qualquer disposição legal;~~ ~~(d.3) não resultem na criação de qualquer ônus ou gravame sobre qualquer ativo ou bem da Emissora;~~ ~~(d.4) não infringem qualquer lei, decreto ou regulamento a que a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades estejam sujeitos;~~ ~~(d.5) não infringem qualquer ordem, decisão ou sentença administrativa, judicial ou arbitral que afete a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades;~~
- e. esta Escritura constitui obrigação legal, válida e vinculante da Emissora, exequível de acordo com os seus termos e condições;
- f. os prospectos preliminar e definitivo ("**Prospectos**") contêm e conterão, no mínimo, todas as informações relevantes em relação à Emissora, nas respectivas datas de cada um dos



Prospectos, no contexto da presente Emissão, 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 dadas;

- g. as declarações e informações contidas nos Prospectos prestadas pela Emissora com relação à Emissora, suas atividades, sua situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, bem como que os Prospectos foram elaborados de acordo com as normas pertinentes;
- h. as opiniões, análises e previsões expressas nos Prospectos em relação à Emissora foram dadas de boa-fé, sendo expressas após serem consideradas todas as circunstâncias relevantes e com base em suposições razoáveis;
- i. não há fatos relativos à Emissora, nas respectivas datas de cada um dos Prospectos, ou relativos às Debêntures não divulgados nos Prospectos, cuja omissão, no contexto dessa Emissão, faça com que alguma declaração relevante dos Prospectos seja enganosa, incorreta ou inverídica;
- j. as demonstrações financeiras da Emissora, relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2003 e 2004, e as demonstrações financeiras relativas aos trimestres findos em 30 de junho de 2004 e 2005, representam corretamente a posição patrimonial e financeira da Emissora, e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil e a situação financeira da Emissora refletida Demonstrações Financeiras ora referidas não sofreu, até a data de assinatura desta Escritura, qualquer alteração relevante;
- k. observado o disposto nos Prospectos, a Emissora está cumprindo as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios;
- l. exceto pelas contingências informadas nos Prospectos, não há qualquer (l.1) descumprimento contratual, legal, judicial, administrativo ou arbitral; ou (l.2) qualquer ação judicial, procedimento administrativo ou arbitral, inquérito ou outro tipo de investigação governamental, que possa vir a causar impacto adverso relevante na Emissora, em sua condição financeira ou outras, ou em sua atividade; e
- m. a Emissora possui todas as autorizações e licenças (inclusive ambientais) relevantes exigidas pelas autoridades federais, estaduais e municipais para o exercício de suas atividades, sendo todas elas válidas.

CAPÍTULO XII - DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

XII.1. Irrevogabilidade e Irretratabilidade. A presente Escritura é celebrada em caráter irrevogável e irretratável, obrigando as Partes e seus sucessores a qualquer título.

XII.2. Renúncia. Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente Escritura. Nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito ou faculdade que caiba ao Agente Fiduciário e/ou aos Debenturistas desta Emissão, em razão de qualquer inadimplemento da Emissora, prejudicará o exercício de tal direito ou faculdade, ou será interpretado como renúncia ou concordância com tal inadimplemento, nem constituirá novação ou modificação de quaisquer outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura ou precedentes, no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.



XII.3. Despesas. A Emissora arcará com todos os custos (i) decorrentes da colocação pública das Debêntures, incluindo todos os custos relativos ao seu registro na CVM, no SND e no BovespaFix; (ii) das taxas de registro; (iii) de registro e de publicação dos atos necessários à Emissão, tais como esta Escritura e os atos societários da Emissora; (iv) pelas despesas com a contratação de Agente Fiduciário, Banco Mandatário e Banco Depositário, e agência de classificação de (*risco*); (v) despesas gerais (*out-of-pocket* – limitadas à R\$ 50.000,00); e (vi) despesas com assessoria jurídica.

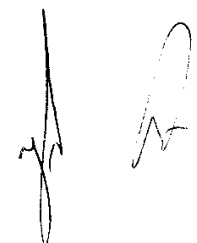
XII.4. Título Executivo. A presente Escritura e as Debêntures constituem título executivo extrajudicial, nos termos do artigo 585, incisos I e II, do Código de Processo Civil, e as obrigações neles encerradas estão sujeitas a execução específica, de acordo com os artigos 632 e seguintes, do Código de Processo Civil.

XII.5. Independência das Cláusulas. Caso uma ou mais cláusulas da presente Escritura sejam consideradas inválidas, ilegais, ineficazes ou inexecutíveis, em qualquer aspecto, as demais cláusulas aqui previstas permanecerão válidas, legais, eficazes e executíveis, até o cumprimento integral, pelas Partes, de suas obrigações, nos termos desta Escritura.

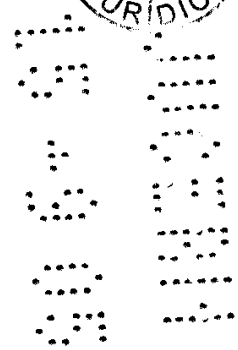
XII.6. Lei Aplicável. Esta Escritura é regida pelas Leis da República Federativa do Brasil.

XII.7. Foro. Fica eleito o Foro do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, para dirimir as questões oriundas da presente Escritura e da Emissão, com exclusão de qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

Estando assim, certas e ajustadas, as Partes, obrigando-se por si e seus sucessores, celebram a presente Escritura em 4 (quatro) vias, de igual teor e forma, juntamente com as 2 (duas) testemunhas abaixo-assinadas.



[este espaço foi intencionalmente deixado em branco]



FOLHA DE ASSINATURA DO INSTRUMENTO PARTICULAR DE ESCRITURA DA 3ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES SIMPLES, QUIROGRAFÁRIAS, EM SÉRIE ÚNICA, DA COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Rio de Janeiro, 12 de setembro de 2005.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN

Nome: José Arcésio Rodrigues Neto
Cargo: Superintendente Financeiro e de Relações com Investidores

Nome: José Roberto Bezerra de Medeiros
Cargo: Diretor Presidente

PENTÁGONO S.A. DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

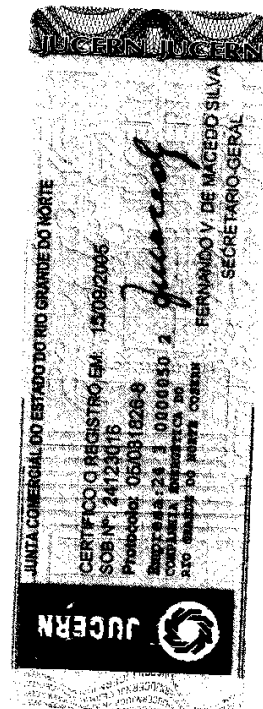
Nome: _____
Cargo: _____

Nome: _____
Cargo: _____

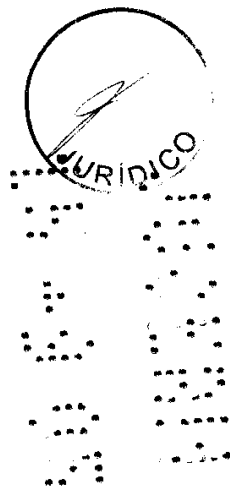
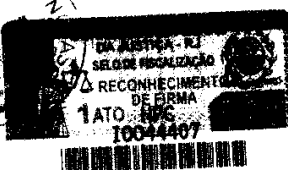
TESTEMUNHAS

1. Alexandre Alves da Silva
Nome: Alexandre Alves da Silva
RG nº: 08178110-2

2. Paulo Eduardo Soares da Silva
Nome: Paulo Eduardo Soares da Silva
RG nº: 533.618



Cartório do 21º Ofício de Notas. Travessa do Guvidor, 21 Centro - Rio de Janeiro. Tabelião: Ney Ribeiro. Reconheço por semelhança a firma de: MAURICIO DA COSTA RIBEIRO No: 14965 Rio de Janeiro, 13 de Setembro de 2005. Conf. por: Em testemunho da verdade. Serventia : 3.07 20% P.Judiciário: 0.61 Total : 3.58 Rodrigo Santiago - Substituto



Reconheço a(s) firma(s) de:
JOSÉ ARCESIO
RODRIGUES NETO
JOSÉ ROBERTO BEZERRA
DE MEDEIROS
Fernando Pedroza - RN, 13/09/05
Nicholas Ataíde Minora
Substituto
Válido somente com selo de autenticidade

Standard & Poor's atribui rating 'brA' à 3ª emissão de debêntures da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

Analistas: Juliana Gallo, São Paulo 55-11-5501-8948, juliana_gallo@standardandpoors.com; Milena Zaniboni, São Paulo 55-11-5501-8945, Milena_Zaniboni@standardandpoors.com

São Paulo, 11 de agosto de 2005 (Standard & Poor's) – A Standard & Poor's Ratings Services atribuiu hoje, em sua Escala Nacional Brasil, o rating 'brA' à 3ª emissão de debêntures da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), no valor de R\$ 179 milhões. O rating de crédito corporativo da empresa é 'brA' com perspectiva positiva.

As debêntures serão quirografárias e não conversíveis em ações, emitidas em duas séries, ambas com spread a ser definido em bookbuilding, sendo a primeira vinculada ao CDI (Certificado de Depósito Interbancário) e a segunda ao IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado). O pagamento dos juros e do principal da série atrelada ao CDI será feito semestralmente com vencimento final em 2010 (carência de três anos para o principal) e o dos juros da série vinculada ao IGP-M será anual com amortização integral em 2011. Os recursos dessa emissão serão utilizados para o pré-pagamento da 2ª emissão de debêntures, cujo montante soma R\$ 120 milhões, e para a amortização de empréstimos de capital de giro.

Os ratings refletem a contínua melhora na estrutura de capital da empresa, compatível com a sua capacidade de geração de caixa, o que minimiza os riscos de refinanciamento; bem como a contínua melhora em seus indicadores de proteção do fluxo de caixa; além do elevado número de clientes cativos da empresa (classes residencial e comercial). Esses aspectos positivos são, de certa forma, compensados pela maior distribuição de dividendos por parte da empresa a partir deste ano; pelo desafio que esta ainda enfrenta para reduzir seus níveis de contas a receber em atraso (cerca de 40% desse volume está atrasado há mais de 90 dias); e ainda pelo ambiente regulatório brasileiro que ainda se encontra em evolução, apesar de sua implementação estar ocorrendo de forma satisfatória.

Em junho deste ano, a Justiça Federal de Primeira Instância concedeu uma liminar à COSERN (Seção Judiciária do Rio Grande do Norte) – resultante de uma Ação Civil Pública movida pela Procuradoria da República e pelo Procon Estadual – que determinou a redução do índice de reajuste de tarifa da empresa para 11,13%. O índice de reajuste anterior autorizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi de 19,58%. A COSERN e a ANEEL perderam o recurso no Tribunal Regional Federal da 5ª Região contra essa ação e já impetraram um outro recurso no Superior Tribunal de Justiça. Acreditamos que essa situação será resolvida nessa instância, pois entendemos que os cálculos feitos pela ANEEL baseiam-se nas regras de remuneração e reajuste de tarifas estabelecidas em diversas normas e regulamentos que regem o setor elétrico brasileiro. Mesmo que o índice de reajuste tarifário para este ano seja fixado em 11,13%, o equilíbrio econômico-financeiro da empresa não seria comprometido e, portanto, os ratings e a perspectiva positiva não seriam afetados. A Standard & Poor's acredita que a empresa continuará apresentando resultados satisfatórios, mas a elevação do rating dependerá da contínua melhora de seus indicadores financeiros, ou

seja, FFO/dívida maior que 50% e FFO/juros superior a 3,8x. A nossa expectativa é de que a empresa apresente um EBITDA de aproximadamente R\$ 240 milhões para o exercício de 2005, considerando-se o reajuste tarifário de 19,58% concedido anteriormente pela ANEEL. Porém, se prevalecer o índice determinado pela justiça, o EBITDA seria de cerca de R\$ 210 milhões.

A COSERN detém o monopólio para distribuir energia elétrica em todo o Estado do Rio Grande do Norte, região caracterizada por restrições de renda e por maior sensibilidade aos ciclos econômicos. Apesar disso, a empresa vem registrando aumento médio de 6% na demanda em sua área de cobertura nos últimos três anos, o que combinado à média de 13% dos reajustes tarifários dos últimos três anos e à melhoria de sua eficiência operacional vem provocando uma evolução contínua no desempenho financeiro da empresa. Para 2005, esperamos que o índice de cobertura de juros pelo EBITDA atinja 3,5x e o de endividamento total pelo EBITDA fique em 50%. Ainda para 2005, esperamos que a empresa também continue apresentando uma forte geração interna de caixa (em torno de R\$ 170 milhões), propiciando fortes indicadores financeiros: FFO/dívida de 40% e FFO/juros de 3,6x.

A COSERN é controlada pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA (rating na Escala Nacional Brasil: 'brA/Estável/--'), que detém 67,4% de seu capital total, e também pela Neoenergia S.A. que participa com 25,2% (rating na Escala Nacional Brasil: 'brA/Estável/--'), a qual é a empresa holding controlada pela Iberdrola Energia (39%); pela PREVI - Caixa de Previdência de Funcionários do Banco do Brasil (27,6%); pela 521 Participações (21,4%), pelo Banco do Brasil Inv. (11,4%) e por outros acionistas (0,6%). A COSERN também é controlada pela UPTICK Participações que detém 5,8% de participação e o percentual restante de 1,6% é controlado por outros acionistas.

Fatores de Crédito de Curto Prazo/Liquidez

A liquidez da COSERN é adequada para a sua categoria de rating considerando-se seu cronograma de amortização anual médio (de R\$ 60 milhões), o qual é compatível com a sua esperada geração de caixa operacional livre média anual (de cerca de R\$ 80 milhões). Em março de 2005, os vencimentos de curto prazo da COSERN somavam R\$ 48 milhões, equivalentes a 11% de seu endividamento total. Desse montante, cerca de R\$ 15 milhões referem-se às parcelas da 2ª emissão de debêntures, as quais serão refinanciadas com os recursos desta 3ª emissão de debêntures. Os recursos da presente emissão também serão usados para pré pagar as parcelas de longo prazo da 2ª emissão e os seus empréstimos de capital de giro.

Para 2005, o volume de investimento da distribuidora está projetado em cerca de R\$ 54 milhões – sendo R\$ 28 milhões ao programa “Luz para Todos” (mas cerca de R\$ 20 milhões desse montante será subvencionado pelos governos federal e estadual); e R\$ 46 milhões serão investidos no sistema de distribuição e manutenção da empresa, os quais deverão ser financiados principalmente por meio da própria geração de caixa da COSERN e com recursos do Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) – o qual já liberou R\$ 22 milhões para a empresa este ano.

Publicado pela Standard & Poor's, uma Divisão da The McGraw-Hill Companies, Inc. Escritórios Executivos: 1221 Avenue of the Americas, Nova York, NY 10020. Escritório Editorial: 55 Water Street, Nova York, NY 10041. Atendimento ao Assinante: (1) 212-438-7280. Copyright 2005 pela The McGraw-Hill Companies, Inc. A reprodução total ou parcial deste documento é expressamente proibida exceto mediante autorização prévia. Todos os direitos reservados. Todas as informações foram obtidas pela Standard & Poor's de fontes que ela considera confiáveis. Entretanto, em função da possibilidade de erro humano ou mecânico por parte da Standard & Poor's ou de suas fontes ou de outros, a Standard & Poor's não garante a precisão, a adequação ou a completitude de quaisquer informações e não se responsabiliza por quaisquer erros ou omissões ou por quaisquer resultados obtidos ao se utilizar tais informações. Os ratings representam uma opinião, não a declaração de fatos ou uma recomendação para comprar, vender ou manter qualquer título ou valor mobiliário.

Os serviços analíticos oferecidos pela Standard & Poor's Ratings Services ("Divisão de Ratings") resultam de atividades separadas destinadas a preservar a independência e objetividade das opiniões nas quais se baseiam os ratings. Os ratings são opiniões, não sendo, portanto, declarações de fatos, nem recomendações de compra, manutenção ou venda de nenhum título. Os ratings baseiam-se em informações recebidas pela Divisão de Ratings Services. Outras divisões da Standard & Poor's podem possuir informações não disponíveis à Divisão de Ratings Services. A Standard & Poor's estabeleceu políticas e procedimentos cujo objetivo é manter a confidencialidade de informações não públicas recebidas ao longo do processo de atribuição de ratings. A Divisão de Ratings Services é remunerada pela atribuição de ratings. Tal compensação é normal mente paga ou pelo emissor dos títulos avaliados ou por terceiros que participam da negociação de tais títulos. Embora a Standard & Poor's se reserve o direito de disseminar os ratings por ela atribuídos, esta não recebe remuneração por fazê-lo, exceto pelas assinaturas de suas publicações. Quaisquer informações adicionais sobre as tarifas cobradas pela atribuição de ratings por parte da Divisão de Ratings Services estão disponíveis em www.standardandpoors.com/usratingsfees.

The McGraw-Hill Companies

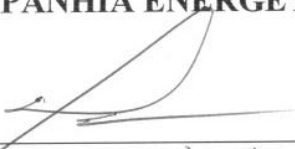



DECLARAÇÃO

Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, companhia aberta, com sede e foro na Cidade de Natal, Estado do Rio Grande do Norte, na Rua Mermoz, n.º 150, inscrita no C.N.P.J./M.F. sob o n.º 08.324.196/0001-81, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social (a “Companhia”), na qualidade de companhia emissora de 17.900 (dezessete mil e novecentas) debêntures da 3ª emissão para distribuição pública da Companhia, da forma nominativa, escritural, não conversíveis em ações de emissão da Emissora, em série única, da espécie quirografária, com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) (as “Debêntures”), perfazendo o total de R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais) (“Emissão”), vem, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, declarar que as informações constantes (a) dos documentos referentes ao registro de companhia aberta da Companhia estão regulares e devidamente atualizadas perante a CVM, e (b) do prospecto de Distribuição (“Prospecto”), são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores conhecimento das Debêntures, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes às suas atividades, bem como uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Debêntures, tendo o Prospecto sido elaborados de acordo com as normas pertinentes.

Natal, 13 de setembro de 2005.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE - COSERN


Nome: PAULO ROBERTO DUTRA
Cargo: DIR. PLANEJAMENTO CONTROLE


Nome: SELANGE PINTO RIBEIRO
Cargo: DIR. RECURSOS



DECLARAÇÃO

BB-BANCO DE INVESTIMENTO S.A., instituição financeira integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, com sede em Rua Lélío Gama n.º 105, 28º andar, na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no C.N.P.J./M.F. sob n.º 24.933.830/0001-30, neste ato representada na forma do seu Estatuto Social, na qualidade de instituição responsável por coordenar e colocar a distribuição pública de 17.900 (dezessete mil e novecentas) debêntures da 3ª emissão da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (“Cosern”), todas da forma nominativa, escritural, não conversíveis em ações de emissão da Emissora, em série única, da espécie quirografária, com valor nominal unitário de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) (as “Debêntures”), perfazendo o total de R\$ 179.000.000,00 (cento e setenta e nove milhões de reais) (“Emissão”), vem, nos termos do artigo 56 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, declarar, exclusivamente para fins do processo de registro da Oferta na Comissão de Valores Mobiliários – CVM, que: (i) o prospecto de Distribuição (“Prospecto”) relativo à Emissão: (a) contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, das Debêntures, da Emissora, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes; e (b) foram elaborados de acordo com as normas pertinentes e (ii) tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas pela emissora no Prospecto são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes.

Rio de Janeiro, 13 de setembro de 2005.

BB-BANCO DE INVESTIMENTO S.A.



Nome: **LEONARDO SILVA DE LOYOLA REIS**
Cargo: **PROCURADOR**



Nome: **FRANCISCO CLÁUDIO BUDA**
Cargo: **DIRETOR GERENTE**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Emissora

Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN

Rua Mermoz, 150 – Bairro Baldo
Natal – RN

Instituição Intermediária Líder

BB-Banco de Investimento S.A.

Rua Lélío Gama, 105 – 28º andar
Rio de Janeiro – RJ

Instituição Intermediária

Banco Bradesco S.A.

Avenida Paulista, 1450 – 3º andar
São Paulo – SP

Instituição Intermediária

BES Investimento do Brasil S.A. – Banco de Investimento

Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3729 – 8º andar
São Paulo – SP

Banco Mandatário e Depositário

Banco Bradesco S.A. – Departamento de Ações e Custódia

Cidade de Deus, Prédio Amarelo, 2º andar
Osasco – SP

Agente Fiduciário

Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários

Avenida das Américas, 4200 – sala 514
Rio de Janeiro – RJ

Consultor Legal

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados

Alameda Joaquim Eugênio de Lima, 447
São Paulo – SP

Auditores Independentes

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Avenida Tancredo Neves, 450 – Edifício Suarez Trade – 29º andar
Salvador – BA